



# Hétérogénéité spatiale d'un service de réseau, équité et efficacité collective : la distribution rurale d'électricité et la maîtrise de la demande

Franck Nadaud

## ► To cite this version:

Franck Nadaud. Hétérogénéité spatiale d'un service de réseau, équité et efficacité collective : la distribution rurale d'électricité et la maîtrise de la demande. Economies et finances. Ecole des Hautes Etudes en Sciences Sociales (EHESS), 2005. Français. NNT : . tel-00334731

**HAL Id: tel-00334731**

**<https://theses.hal.science/tel-00334731>**

Submitted on 27 Oct 2008

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

EHESS – Ecole des Hautes Etudes en Sciences Sociales

Hétérogénéité spatiale d'un service de réseau,  
équité et efficacité collective :  
la distribution rurale d'électricité et la maîtrise  
de la demande

THESE DE DOCTORAT EN ECONOMIE  
DE L'ECOLE DES HAUTES ETUDES EN SCIENCES SOCIALES

PRESENTEE ET SOUTENUE PUBLIQUEMENT PAR

Franck NADAUD

Le 18 novembre 2005

Devant le jury composé de :

Michel Colombier : Rapporteur

Pierre-Noel Giraud : Rapporteur

Denise Pumain : Examinatrice

Jean-Charles Hourcade : Directeur de thèse



## Remerciements

A Isabelle.

A Marie et Christophe, sans qui tout cela n'aurait pas été possible, ce qui est une autre histoire

A Dominique pour ses suggestions dans la finition.

A Jean-Charles pour sa patience.

A l'équipe du Centre EDF-GDF Services en Mayenne. Au département MDE de l'ADEME, Dominique Fourtune, Vincent Boulepi et EXPLICIT avec qui tout cela n'aurait pu être mis en musique. Et a toutes les autres personnes qui ont participé a cette expérience unique de MDE sur réseaux ruraux et qui se reconnaîtront certainement.

# Table des matières

<b><u>TABLE DES MATIÈRES</u></b>	<b>4</b>
<b><u>INTRODUCTION GÉNÉRALE</u></b>	<b>11</b>
<b><u>CHAPITRE LIMINAIRE : LE RÉGIME DE L'ÉLECTRIFICATION RURALE ET LA MAÎTRISE DE LA DEMANDE</u></b>	<b>18</b>
<b>INTRODUCTION</b>	<b>18</b>
<b>1 LE FONCTIONNEMENT DU RÉGIME D'ÉLECTRIFICATION RURALE</b>	<b>18</b>
1.1 LA NOTION DE MAÎTRISE D'OUVRAGE DE LA DISTRIBUTION PUBLIQUE RURALE.	19
1.2 UN MÉCANISME DE PÉRÉQUATION DES INVESTISSEMENTS.	21
1.3 LE FONCTIONNEMENT DES CONFÉRENCES DÉPARTEMENTALES.	22
1.4 LES PRATIQUES DU DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX BT RURAUX.	23
<b>2 LE LANCEMENT DE LA MDE : UN CHAMP D'EXPÉRIMENTATION</b>	<b>25</b>
2.1 LA CRÉATION D'UN NOUVEAU MÉTIER PAR UNE CIRCULAIRE MINISTÉRIELLE	26
2.2 LES PRINCIPES DE LA MDE DANS LE CADRE DU RÉGIME D'ÉLECTRIFICATION RURALE	26
2.3 LES MOTIVATIONS OFFICIELLES POUR L'INTRODUCTION DE LA MDE	28
2.4 DES RÉSULTATS CONTRASTÉS DANS UN CONTEXTE DIFFICILE	34
2.5 LES RAISONS D'UN ÉCHEC RELATIF	42
<b>3 CONCLUSION</b>	<b>43</b>
<b><u>PREMIÈRE PARTIE : LES DIFFICULTÉS D'INSERTION D'UNE INNOVATION INSTITUTIONNELLE DANS LE SYSTÈME DE RÉGULATION D'UN SERVICE PUBLIC : LE CAS DE LA MAÎTRISE DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ DANS LE RÉGIME D'ÉLECTRIFICATION RURALE EN FRANCE</u></b>	<b>45</b>
<b><u>INTRODUCTION DE LA PREMIÈRE PARTIE</u></b>	<b>46</b>
<b><u>CHAPITRE 1 : LE RÉGIME D'ÉLECTRIFICATION RURALE : DE L'ÉQUITÉ REDISTRIBUTIVE À L'APPROCHE COMMERCIALE DE LA FOURNITURE</u></b>	<b>49</b>

<b>INTRODUCTION</b>	<b>49</b>
<b>1 HISTORIQUE DU RÉGIME D'ÉLECTRIFICATION RURALE</b>	<b>49</b>
1.1 AU TOUT DEBUT DE L'ÉLECTRIFICATION RURALE	50
1.2 LA GENESE DU REGIME D'ÉLECTRIFICATION RURALE	52
1.3 LA PERENNISATION DU REGIME D'ÉLECTRIFICATION RURALE À LA NATIONALISATION	56
<b>2 LA DYNAMIQUE DES CONSOMMATIONS RURALES</b>	<b>59</b>
2.1 L'AVANT-GUERRE : ENTRE ACTE DE FOI ET VISION DE LONG TERME.	59
2.2 LES TENDANCES DE LA CONSOMMATION RURALE D'ELECTRICITE	60
2.3 LES CONSOMMATIONS DANS LE LOGEMENT : UN FACTEUR EXPLICATIF MAJEUR.	64
<b>3 L'ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENT D'ÉLECTRIFICATION RURALE</b>	<b>68</b>
3.1 L'ÉLECTRIFICATION DE SURFACE DES ZONES RURALES ENTRE 1946 ET 1970.	68
3.2 L'APRES 1970 : RÉGRESSION DE LA SOLIDARITÉ NATIONALE ET CROISSANCE DES BESOINS DE FINANCEMENT	73
3.3 ENJEU ET CONTRAINTES DE L'ENFOUISSEMENT DES LIGNES DE DISTRIBUTION	80
<b>4 L'ÉVOLUTION DES RESSOURCES DE L'ÉLECTRIFICATION RURALE</b>	<b>84</b>
4.1 LES CONTRIBUTIONS DES DISTRIBUTEURS	85
4.2 L'ÉVOLUTION DES RESSOURCES DES COLLECTIVITÉS LOCALES.	87
<b>5 CONCLUSION</b>	<b>93</b>

## **CHAPITRE 2 : LIMITES DES JUSTIFICATIONS D'ÉCONOMIE PUBLIQUE ET DURABILITÉ DU RÉGIME D'ÉLECTRIFICATION RURALE**

<b>INTRODUCTION</b>	<b>96</b>
<b>1 LA TARIFICATION AU COÛT MARGINAL COMME FONDEMENT DE LA PRATIQUE D'EDF</b>	<b>97</b>
1.1 RENDEMENT SOCIAL MAXIMAL ET TARIFICATION D'UN MONOPOLE PUBLIC	97
1.2 LA RÈGLE DE TARIFICATION DE RAMSEY-BOITEUX	99
1.3 LA MISE EN PRATIQUE : LA DOCTRINE DE LA TARIFICATION AU SEIN D'EDF	103
1.4 LE PASSAGE DES COÛTS AUX TARIFS	105
<b>2 LE TRAITEMENT SPÉCIFIQUE DES COÛTS DE DISTRIBUTION ET DE TRANSPORT</b>	<b>108</b>
2.1 LE MODÈLE DE JURICIC	109
2.2 CALCUL DE LA RESPONSABILITÉ DE POINTE	111
2.3 LA PÉRÉQUATION DES COÛTS DE DISTRIBUTION	112
2.4 LES LIMITES DE LA LÉGITIMITÉ DE LA PÉRÉQUATION GÉNÉRALE SUR LES USAGES ET LES ZONES DE DISTRIBUTION	114
<b>3 LA PLACE DE L'ÉLECTRIFICATION RURALE DANS LE MODÈLE INTÉGRÉ</b>	<b>116</b>
3.1 LA PÉRÉQUATION DES INVESTISSEMENTS DANS LE CADRE DU FACÉ	116
3.2 LA PÉRÉQUATION DES CHARGES D'EXPLOITATION PAR LE FPÉ	117

3.3 LA PÉRÉQUATION TARIFAIRE DANS LA LOI DE MODERNISATION DU SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ DU 10 FÉVRIER 2000	118
<b>4 L'INTERACTION DE LA SÉPARATION INSTITUTIONNELLE DES INVESTISSEMENTS ET DE LA STRATÉGIE DE PÉNÉTRATION COMMERCIALE DES USAGES THERMIQUES RURAUX</b>	<b>120</b>
4.1 LA QUANTIFICATION DES ÉCARTS ENTRE COÛTS ET TARIFS	121
4.2 UNE DERIVE DES BESOINS DU REGIME DE L'ÉLECTRIFICATION RURALE	127
<b>5 EN GUISE DE CONCLUSION : LES TENSIONS INTERNES DU RÉGIME D'ÉLECTRIFICATION RURALE</b>	<b>137</b>

**CHAPITRE 3 : L'EFFICACITÉ ÉCONOMIQUE DE L'APPROCHE PAR LA DEMANDE DANS LE CADRE DU RÉGIME D'ÉLECTRIFICATION RURALE : LES PRINCIPES DE L'OPTIMISATION SECTORIELLE ÉLARGIE** **140**

<b>INTRODUCTION</b>	<b>140</b>
<b>1 LES LIMITES DU SIGNAL-PRIX DU CÔTÉ DE L'OFFRE</b>	<b>141</b>
1.1 LES CONDITIONS D'OPTIMALITE DE LA TARIFICATION AU COÛT MARGINAL	141
1.2 LES OBSTACLES A LA TARIFICATION AU COUT MARGINAL	142
1.3 TARIFICATION AU COUT MARGINAL ET EXTENSION A LA DEMANDE	147
<b>2 EXTENSION DE L'OFFRE À LA GESTION DE LA DEMANDE : LE DEMAND SIDE MANAGEMENT</b>	<b>152</b>
2.1 LA GESTION DE LA DEMANDE AUX ÉTATS-UNIS	152
2.2 LA DIVERSITE DES PROGRAMMES DE DSM	153
2.3 LE DEBAT AUTOUR DE L'EFFICACITE SOCIALE DES ACTIONS DE DSM	154
<b>3 LES OBSTACLES À L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE : BARRIÈRES OU IMPERFECTIONS DE MARCHÉ ?</b>	<b>159</b>
3.1 LE PARADOXE DE L'ÉNERGIE	159
3.2 LES BARRIÈRES ÉCONOMIQUES NE RELEVANT PAS DE DÉFAILLANCES DU MARCHÉ	160
3.3 LES BARRIERES ECONOMIQUES RELEVANT DE DÉFAILLANCES DU MARCHÉ	164
<b>4 LES CONTRAINTES DE LA MDE SUR LES RÉSEAUX RURAUX</b>	<b>169</b>
4.1 LES OBSTACLES TECHNIQUES	170
4.2 LES OBSTACLES INSTITUTIONNELS ET JURIDIQUES	172
4.3 LES OBSTACLES TRANSACTIONNELS ET D'APPRENTISSAGE DE LA MDE EN ZONES RURALES	177
4.4 LES OBSTACLES INFORMATIONNELS	180
4.5 QUELLE PLACE ACCORDER A LA MDE DANS LE RÉGIME D'ÉLECTRIFICATION RURALE ?	183
<b>5 CONCLUSION</b>	<b>186</b>

**SECONDE PARTIE : DES POTENTIELS DE MDE À L'AJUSTEMENT DU SYSTÈME D'INCITATIONS DU RÉGIME D'ÉLECTRIFICATION RURALE.** **190**

**CHAPITRE 4 : ANALYSE MICROÉCONOMIQUE DES STRATÉGIES D'ACTEURS DE L'ÉLECTRIFICATION RURALE** **194**

---

<b>INTRODUCTION</b>	<b>194</b>
<b>1 LE COMPORTEMENT DES SYNDICATS D'ÉLECTRIFICATION RURALE</b>	<b>195</b>
1.1 FORMALISATION DE L'OFFRE DU SERVICE D'ELECTRIFICATION	195
1.2 L'ANALYSE EMPIRIQUE DES COMPORTEMENTS-TYPES DE SYNDICATS	205
1.2.3 LES POLITIQUES DE RENFORCEMENT DES SYNDICATS MAÎTRES D'OUVRAGES	213
1.2.4 COMPORTEMENTS DES SYNDICATS ET INTERACTION AVEC LE FACE ET EDF	222
<b>2 ANALYSE MICROÉCONOMIQUE DE LA RÉPARTITION DES AIDES DU FACÉ ENTRE SYNDICATS</b>	<b>225</b>
2.1 LE COMPORTEMENT DE RÉPARTITION DES DOTATIONS DU RÉGULATEUR	226
2.2 LA CORRECTION DES IMPERFECTIONS DE L'INFORMATION SUR LES COÛTS REELS	239
<b>3 L'INTERACTION ENTRE LES SYNDICATS D'ÉLECTRIFICATION ET L'EXPLOITANT</b>	<b>245</b>
3.1 LES ASYMETRIES D'INFORMATION ENTRE INVESTISSEUR ET EXPLOITANT	246
3.2 LE COMPORTEMENT DU MAÎTRE D'OUVRAGE	248
3.3 LE COMPORTEMENT DE L'EXPLOITANT	250
3.4 LES DIFFÉRENCES DE COMPORTEMENTS ENTRE MAÎTRE D'OUVRAGE ET EXPLOITANT	251
<b>4 CONCLUSION</b>	<b>252</b>

**CHAPITRE 5 : L'AMÉLIORATION DU CALCUL ÉCONOMIQUE MDE EN RÉGIME D'ALLOCATION BUREAUCRATIQUE DES INVESTISSEMENTS D'ÉLECTRIFICATION RURALE** **255**

---

<b>INTRODUCTION</b>	<b>255</b>
<b>1 LES LIMITES DU CALCUL ÉCONOMIQUE DE PROJETS MDE</b>	<b>256</b>
1.1 LE BILAN MDE DU POINT DE VUE DU MAÎTRE D'OUVRAGE	256
1.2 LES LIMITES DE L'APPROCHE DU MAÎTRE D'OUVRAGE	257
1.3 LA QUESTION DU TAUX D'ACTUALISATION	259
1.4 L'INTERET D'UN BILAN ELARGI POUR LES PROJETS MACRO	260
<b>2 UN BILAN ÉCONOMIQUE ÉLARGI POUR LES PROJETS MDE</b>	<b>264</b>
2.1 UN BILAN ÉCONOMIQUE MAÎTRE D'OUVRAGE-CONSOMMATEUR-DISTRIBUTEUR	264
<b>3 LA CORRECTION DES INCITATIONS À LA MDE</b>	<b>272</b>
3.1 DE L'INTÉRÊT D'INCITATIONS AU DSM DANS L'EXPÉRIENCE AMÉRICAINE	272



3.2 TYPOLOGIE DES MÉCANISMES D'INCITATION AU DSM	272
3.3 LES MECANISMES POSSIBLES D'INCITATIONS A LA MDE SUR LES RESEAUX RURAUX	279
<b>4 PRÉCONISATIONS DANS LE CADRE ACTUEL DE LA MDE</b>	<b>283</b>
4.1 L'EFFICACITÉ DU « MÉCANISME DE MARTIN OPTIMAL »	283
4.2 UNE MODIFICATION DES ANNEXES DU CAHIER DES CHARGES DE CONCESSION DE DISTRIBUTION PUBLIQUE	284
4.3 POSSIBILITES D'INSTAURATION D'UN SCHÉMA D'INCITATION A LA MDE	285
<b>5 CONCLUSION</b>	<b>287</b>

## **CHAPITRE 6 : LA RÉVÉLATION ÉCONOMIQUE DE POTENTIELS DE MDE RURAUX PAR L'ANALYSE GÉOGRAPHIQUE DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ**

<b>INTRODUCTION</b>	<b>290</b>
<b>1 UNE MÉTHODOLOGIE DE RÉVÉLATION DES POTENTIELS DE MDE</b>	<b>291</b>
1.1 L'UTILITÉ DE LA NOTION DE ZONES HOMOGÈNES DU POINT DE VUE DE LA MDE	292
1.2 LE ZONAGE UN INSTRUMENT DE LECTURE DU TERRITOIRE	293
<b>2 LES DIFFÉRENTES CATÉGORIES DE DONNÉES UTILISÉES</b>	<b>298</b>
2.1 LES DONNÉES DE LA GÉOGRAPHIE HUMAINE	299
2.2 LES DONNÉES ÉLECTRIQUES ET LE SYSTÈME D'INFORMATION D'EDF	300
<b>3 LA CHAÎNE DES TRAITEMENTS DE LA MÉTHODE D'ANALYSE GÉOGRAPHIQUE</b>	<b>302</b>
3.1 LA CONSTRUCTION DE ZONAGES STATISTIQUES	303
<b>4 LES RÉSULTATS DE L'ANALYSE GÉOSTATISTIQUE DE LA DEMANDE SUR LE DÉPARTEMENT DE LA MAYENNE</b>	<b>305</b>
4.1 LES VARIABLES ACTIVES DE L'ANALYSE STATISTIQUE	305
4.2 LE ZONAGE DE LA DEMANDE ET DU RESEAU	310
<b>5 L'UTILISATION D'UN ZONAGE D'ÉTUDE</b>	<b>317</b>
5.1 TYPOLOGIE DES PROJETS DE MDE MACRO	317
5.2 UNE EVALUATION DU POTENTIEL D'ECONOMIES DE RENFORCEMENT	318
5.3 DÉDUCTION DES ACTIONS BASÉE SUR LE ZONAGE ET LES POTENTIELS TECHNIQUES DE MDE EN MAYENNE	321
5.4 APPORT DU ZONAGE DANS L'OPTIMISATION DES GAINS COLLECTIFS	324
5.5 L'ARTICULATION DU ZONAGE D'ÉTUDE AUX LOGIQUES D'ACTEURS	326
<b>6 CONCLUSION</b>	<b>327</b>
<b><u>CONCLUSION GÉNÉRALE</u></b>	<b><u>331</u></b>

<b><u>BIBLIOGRAPHIE</u></b>	<b><u>335</u></b>
<b><u>ANNEXES</u></b>	<b><u>348</u></b>
<b><u>ANNEXE 1 : GLOSSAIRE GÉNÉRAL DE LA THÈSE</u></b>	<b><u>350</u></b>
<b><u>ANNEXE 2 : ASPECTS JURIDIQUES RELATIFS À L'ÉLECTRIFICATION RURALE.</u></b>	<b><u>357</u></b>
<b><u>ANNEXE 3 : L'ÉVOLUTION DES CONSOMMATIONS D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE DANS UNE PERSPECTIVE DE LONG TERME</u></b>	<b><u>363</u></b>
<b><u>ANNEXE 4 : L'ANALYSE GÉOGRAPHIQUE DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ</u></b>	<b><u>388</u></b>
<b><u>ANNEXE 5 : LA CONSTRUCTION DU ZONAGE STATISTIQUE DE LA MAYENNE</u></b>	<b><u>421</u></b>
<b><u>ANNEXE 6 : L'ATLAS GÉOGRAPHIQUE DE LA MAYENNE</u></b>	<b><u>454</u></b>



## **Introduction générale**

Cette thèse a pour objet l'évolution de l'optimum économique sous contrainte d'équité territoriale de l'industrie électrique, industrie de réseau fixe présentant une hétérogénéité spatiale forte de ses conditions d'offre. Cette problématique porte sur l'analyse de l'évolution du régime de l'électrification rurale en France en termes d'efficacité économique et sociale. Il s'agit de prolonger une longue tradition de recherche du CIRED initiée au début des années 1980 par Louis Puiseux, dont les principaux développements ont été la thèse de Colombier (1992) puis l'évaluation des écarts entre coûts de développement des réseaux ruraux et tarifs par De Gouvello (1996). Ce programme de recherche met en lumière les contradictions entre équité redistributive et équité territoriale, c'est-à-dire entre les visions aspatiales de l'économie théorique (Ponsard, 1988) et les dynamiques territoriales de développement, notamment en mettant l'accent sur les médiations institutionnelles.

Le dispositif institutionnel mis en place pour assurer le développement et la consolidation de la distribution d'électricité en zones rurales est en conflit avec une évolution réglementaire commune à l'ensemble des industries électriques qui a consisté à élargir le champ de l'optimisation sectorielle aux usages de l'électricité jusqu'au service rendu sous critère d'efficacité collective (Nadel, 1992). Le cadre réglementaire de la distribution publique rurale d'énergie électrique mis en place au tout début de l'électrification rurale a été conservé même après l'achèvement de cette dernière. Sa fonction redistributive de développement d'une fourniture de l'électricité pour des usages essentiels ou productifs en zones rurales s'est effacé. Il reste orienté spécifiquement vers le développement et le renforcement des réseaux et donc intègre mal les actions de Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) qui ont pourtant un effet correcteur de la sous-optimisation sectorielle par arbitrage entre investissements de réseau et dépenses en production d'électricité d'un côté et investissements de rationalisation des consommations sous-optimisées de l'autre (Hartman, 1986 ; Hirst, 1992 ; Hill et al., 1992).

### ***Un cas d'école sur le devenir de l'inscription institutionnelle de l'optimum sectoriel***

La structure institutionnelle de ces industries qui a accompagné l'électrification est basée sur le monopole réglementé depuis leur mise en place à la fin du XIX<sup>e</sup> siècle jusqu'à leur libéralisation dans les années quatre vingt-dix. Elle s'explique par des contraintes techniques spécifiques qui nécessitent ce type d'organisation. L'électricité est un fluide non stockable qui

doit être produit, transporté et livré au détail, en temps réel, à partir d'une infrastructure fixe. Ceci a deux conséquences importantes sur le plan économique. La première est l'ampleur des coûts fixes associés aux infrastructures tant du point de vue de la production que pour la livraison au travers des réseaux. La seconde est la longue durée d'amortissement de ces investissements. Ces différents aspects expliquent pourquoi les industries électriques se sont structurées à l'origine en monopoles régionaux ou locaux, intégrés ou quasi-intégrés verticalement afin d'éviter les inefficiences de la duplication de réseaux concurrents sur une même aire de service. L'intégration horizontale production-transport s'explique aussi par les effets de taille sur les techniques de production et les économies de coordination par un dispatching régional. Le jeu des économies d'échelle en production-transport et des économies de densité en distribution a conduit aussi à un développement de la fourniture électrique dans les zones urbaines, les logiques de rentabilisation des monopoles les amenant à délaisser les zones rurales, ce qui explique la mise sur pied de mécanismes de solidarité villes-campagnes et de dispositifs institutionnels particuliers pour favoriser l'électrification des campagnes.

Dans une logique de création puis de consolidation d'institutions reposant sur un équilibre des forces entre agents économiques et acteurs politiques qui est interprétable dans les termes de l'économie institutionnelle (North, 1990), se déroule un scénario de mise en place d'un dispositif pour des raisons historiques précises qui s'évanouissent progressivement par la suite pour laisser place à des intérêts particuliers entretenant ainsi une « dépendance au sentier institutionnel ». A l'origine, les institutions de l'électrification rurale reposent sur un partenariat entre l'État et les collectivités locales à parts égales. La première conséquence de cette organisation a été de conférer un rôle de décision capital aux collectivités locales rurales dans les choix techniques de développement des réseaux électriques, rôle qui s'est maintenu par la suite. La seconde conséquence est d'inscrire la distribution d'électricité dans la norme naissante du service public.

Au milieu des années 1930, le régime d'électrification rurale est réorganisé autour d'une caisse nationale de compensation des charges d'électrification. Ce fonds organise la solidarité entre villes et campagnes par le biais d'un prélèvement sur les ventes basse tension afin d'accélérer l'achèvement de l'électrification rurale. Il donne le pouvoir et la responsabilité aux communes éligibles aux aides du FACÉ d'investir sur leurs réseaux de distribution, contrairement au régime urbain où l'exploitant de réseau est en charge de ces mêmes

investissements. Ce pouvoir de décision est délégué à un syndicat d'électrification chargé de représenter les intérêts de ses collectivités membres : l'électrification rurale est apparaît nettement comme le champ d'expérimentation de l'intercommunalité (Lapeyre, 2000).

A la nationalisation de l'industrie électrique en 1946, les collectivités locales voient leurs prérogatives préservées. Le régime d'électrification rurale est conservé car on estime que le FACÉ remplit avec efficacité sa mission de solidarité nationale. Il s'insérera dans le nouveau modèle d'organisation des industries électriques incarné par EDF et légitimé par deux grands principes : la rationalisation de la gestion du monopole national à travers la mise en œuvre de la tarification au coût marginal (Boiteux, 1956) dans un contexte de second rang (Lipsey et Lancaster, 1956) et le renforcement de la solidarité nationale par une péréquation géographique nationale des tarifs. La solidarité nationale prend alors deux formes distinctes : la mutualisation de la part des coûts de distribution qui relève entièrement d'EDF, et la part de ces mêmes coûts de distribution qui relève des collectivités en régime d'électrification rurale par le biais du mécanisme du FACÉ dont la gestion est transférée à EDF en 1947.

L'optimisation sectorielle sous contrainte d'équité se heurte à deux limites. L'une concerne la distribution rurale. L'électrification rurale s'achève entre 1946 et 1970, année à laquelle on peut estimer que la mission initiale a été entièrement accomplie. Au même moment, le tournant commercial du monopole public extrait l'industrie électrique d'une logique d'optimisation à demande donnée de manière exogène. Le régime d'électrification rurale entre alors dans une dérive qui l'éloignera de sa mission originelle et dont les effets se font encore sentir aujourd'hui. L'absence de vérité des coûts en matière de distribution par la péréquation tarifaire qui se justifiait pour les usages captifs de l'électricité favorise les usages thermiques sur le marché rural. Ce qui conduit à affaiblir la solidarité nationale : en effet, le volume des investissements d'électrification rurale augmente, mais aussi la part à la charge des collectivités, avec pour conséquence l'augmentation des disparités de qualité de fourniture entre les départements en raison des différences de moyens.

L'autre limite résulte de la désoptimisation de l'industrie électrique sous l'effet de la hausse non anticipée des prix des combustibles utilisés dans la partie « centrales thermiques » du système de production électrique. Avec le choc pétrolier, donc, le parc de nombreuses entreprises électriques comme celui d'EDF, s'est trouvé en sous-optimum avec des coûts marginaux de court terme supérieurs aux coûts marginaux de long terme. Aux États-Unis les régulateurs d'État ont estimé qu'en présence de déséquilibres durables des entreprises

électriques de leur juridiction, l'élargissement du champ de l'optimisation sectorielle à la rationalisation de la fonction de demande d'électricité est un moyen d'atténuer les effets de cette sous-optimisation avec le Demand Side Management (DSM). En France, le monopole public et son régulateur qui structure l'industrie électrique n'ont pas intégré l'optimisation élargie à la demande en réponse à la crise pétrolière de 1973 et au problème d'environnement puisque le développement d'une offre nationale d'électricité nucléaire lui a été préféré.

Notre question de départ porte donc sur la rationalité de l'élargissement de la démarche de l'optimisation sectorielle sous contrainte d'équité à la rationalisation des usages de l'électricité dans l'espace hétérogène de la fourniture d'électricité en zones rurales. La dérive des besoins de renforcement de réseaux ruraux a conduit ainsi à partir de 1995 le régulateur à encourager les collectivités qui sont les propriétaires et investisseurs en réseaux ruraux à rechercher des alternatives moins coûteuses du côté de la demande pour deux raisons économiques. D'abord les réseaux basse tension ruraux sont généralement très longs et comptent peu de clients desservis, par conséquent, l'optimisation des usages chez les clients peut s'avérer beaucoup moins coûteuse que le simple renforcement du réseau. Ensuite cette optimisation permet de rétablir l'équité de la qualité de fourniture entre les clients par le biais de la baisse des besoins d'investissement mais aussi par la réduction du temps d'attente pour les plus défavorisés, autrement dit, les clients situés sur les réseaux les plus coûteux à renforcer.

Cette question conduit à analyser d'abord historiquement les institutions de l'électrification rurale dans le contexte évolutif de consolidation de l'industrie électrique en régime de monopole public pour repérer les structures d'intérêts inhérentes à cette organisation qui conduisent à une inefficience sociale à la fois en termes d'efficacité économique et en termes d'équité. Ce qui mène à un double questionnement :

- comment compléter les institutions de l'électrification rurale pour modifier les incitations des propriétaires de réseaux ruraux à investir au-delà du compteur chez l'utilisateur ?
- comment, dans une situation de forte hétérogénéité spatiale des fonctions locales d'offre et de demande d'électricité dans l'espace rural, repérer les points de réseaux en sous-optimalité économique ?

### ***Les étapes de la problématique***

Dans un chapitre liminaire nous définirons précisément l'objet de la thèse à partir du repérage des difficultés d'application de l'innovation réglementaire que constitue la MDE dans la distribution d'électricité en zones rurales. Ce repérage s'effectue par l'analyse de l'organisation de la distribution rurale et de la place du régime d'électrification dont on peut déduire les intérêts des agents économique et des acteurs politiques qui constituent les barrières à cette innovation réglementaire.

On procède ensuite en deux étapes : une étape d'analyse historique et d'économie institutionnelle du régime d'électrification rurale et une étape d'analyse normative en deux temps : l'analyse des défauts d'incitations à la MDE en distribution rurale pour proposer des modifications des institutions, suivie de la définition d'une méthode de calcul économique en espace hétérogène destinée au repérage des zones à optimiser.

Dans la première partie on caractérise dans le premier chapitre la trajectoire institutionnelle de l'électrification rurale à partir du projet initial de solidarité nationale sous l'effet de la dynamique des consommations rurales puis de la diffusion des usages thermiques de l'électricité sur les réseaux ruraux induit par des stratégies de développement commercial totalement extérieures au dispositif de solidarité nationale. L'introduction de la MDE s'inscrit dans un mouvement de correction et d'adaptation de ce régime.

Dans le deuxième chapitre on démontre l'éloignement de la fourniture d'électricité en zones rurales de l'optimum sectoriel dans les termes de l'économie publique. Les principes de la tarification au coût marginal qui fondent la doctrine tarifaire d'EDF sont mis en relation avec la question de la péréquation géographique des tarifs dans le cadre de la séparation institutionnelle entre les investissements en distribution relevant de l'opérateur national et ceux des collectivités locales rurales sur les réseaux ruraux dont elles sont propriétaires. L'analyse des effets cumulatifs de cette séparation institutionnelle permet d'identifier la sous-optimalité du développement des réseaux de distribution publique rurale.

Le troisième chapitre présente les fondements de la rationalité économique d'une approche par la demande dans le contexte de la distribution rurale d'électricité. On part des limites du signal tarifaire pour justifier l'extension du champ de l'optimisation de la filière électrique de l'offre à la demande. On identifie l'obstacle principal à la diffusion de la MDE que constitue la rigidité du cadre institutionnel qui a instauré une séparation définitive entre l'exploitant vendeur d'électricité d'un côté et les syndicats investisseurs dans les réseaux ruraux de l'autre



côté, la particularité étant que ces derniers sont des entités politiques dont la fonction est la demande de ressources publiques et leur réallocation entre clientèles pour les projets de renforcement.

Dans la seconde partie d'analyse économique normative, le constat précédent conduit à identifier les défauts d'incitation à la MDE qui sont sous-jacents aux institutions de l'électrification rurale et à la structuration de ses acteurs pour repérer comment contourner cet obstacle. Ce constat conduit aussi à imaginer une méthode de calcul économique permettant de prendre en compte les paramètres d'hétérogénéité spatiale de la demande et des coûts de réseau en développement pour répondre à l'évolution de la fonction de demande spatialisée.

Au premier niveau d'analyse, on procède dans le quatrième chapitre à une analyse microéconomique du comportement des différents types d'acteurs de l'électrification rurale en partant de leur fonction : régulateur, propriétaire-investisseur ou exploitant, du type de choix qui relève de leurs fonctions et de leurs contraintes pour analyser la structure d'incitations à l'investissement en réseau et à la MDE. On insiste plus particulièrement sur la nature d'acteur politique de l'agent investisseur que sont les collectivités locales, nature qui éloigne du comportement de l'agent économique rationnel. On examine en particulier la relation d'asymétrie d'information entre propriétaires-investisseurs et le régulateur qui répartit les aides à l'investissement. Cette asymétrie porte sur les coûts ex-ante et ex-post des projets. Dans la relation principal-agent, la structure informationnelle est compliquée dans le cas réel par l'imperfection même de l'information que détiennent les agents sur leurs projets. Ces défauts de la structure informationnelle expliquent la dérive du régime d'électrification rurale et les défauts d'allocation des ressources.

A ce même niveau d'analyse, on propose dans le cinquième chapitre des correctifs afin d'améliorer l'allocation des ressources du régime d'électrification rurale. On identifie des règles visant à inciter à la MDE les propriétaires investisseurs en recherche récurrente de subventions. Nous utilisons une méthode de calcul du surplus social des actions de MDE et d'identification de sa répartition en termes d'avantages-coûts entre les différents agents parties prenantes : les consommateurs, les propriétaires investisseurs et l'exploitant vendeur d'électricité (ici EDF). L'idée est de sortir du seul mode d'évaluation en cours qui ne regarde que l'avantage net pour les collectivités qui investissent alors que les autres agents bénéficient des actions de MDE. Ceci conduit à définir un mode de réallocation d'une partie des externalités positives des actions de MDE sur l'agent investisseur. On teste ainsi le principe

de versements incitatifs à la MDE sous la forme de dotations supplémentaires sous réserve de certification des gains en investissement dégagés par les collectivités.

Au second niveau d'analyse normative, dans le sixième chapitre, on se confronte à l'obstacle de l'hétérogénéité des actions de MDE dans le but d'éviter le coût administratif très élevé d'une multitude d'actions dispersées spatialement pour définir une méthode d'évaluation des potentiels de MDE par repérage des configurations les plus intéressantes. Le fondement de cette approche propose de dépasser le caractère aspatial de l'analyse économique (Ponsard, 1986, 1988) par le biais d'une articulation entre deux catégories d'hétérogénéités spatiales : d'une part celle du réseau électrique (Juricic, 1975) et d'autre part celle des déterminants de la demande. Nous supposons que les lieux sont porteurs de sens sur le plan économique, au travers des caractéristiques du réseau et de la demande, ce qui nous conduit à construire un zonage géographique comme moyen de faire apparaître simultanément les attributs économiques pertinents associés aux lieux (Beguin et Thisse, 1979).

L'objectif de cette méthode est de permettre de concevoir des projets de MDE d'ampleur significative à l'échelle d'un département. Il s'agit donc d'une méthodologie de recherche des potentiels économiques de MDE qui repose sur une approche d'analyse statistique spatialisée dont le but est de produire un zonage de l'espace pertinent sur le plan des projets de MDE. Le zonage est ensuite mobilisé pour proposer des paniers d'actions et sélectionner des zones d'intervention de MDE dont le montant des économies d'investissement en renforcement de réseaux est calculé.

# **Chapitre liminaire : Le régime de l'électrification rurale et la maîtrise de la demande**

*« Tant va la cruche à l'eau  
qu'à la fin elle se casse »*

## **Introduction**

Nous restituons dans ce chapitre les différentes phases de l'innovation institutionnelle qu'est la Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) sur réseaux ruraux. Cette approche est résolument orientée vers la recherche de l'efficacité collective et de l'équité territoriale dans le cadre du régime d'électrification rurale. Partant de travaux antérieurs (Colombier, 1992 ; Hourcade et Colombier, 1988, 1989), nous précisons comment la dérive du régime d'électrification rurale a entraîné une tentative d'ajustement par l'introduction de la Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE).

Dans un premier temps, nous présentons le fonctionnement du régime de l'électrification rurale pour introduire les pratiques des principaux acteurs de l'électrification rurale ainsi que les contraintes de gestion des réseaux ruraux.

Dans un second temps, nous abordons les principes, les motivations officielles et les modalités d'application de la MDE sur les réseaux ruraux avant d'en présenter les résultats techniques et économiques. A partir de son lancement en 1995, nous montrons combien ses résultats sont limités au regard des volumes de travaux de réseaux effectués sur l'ensemble du territoire sous régime d'électrification rurale. L'analyse de ces résultats nous amène à formuler plusieurs questions à partir de ce constat d'échec relatif, ou de manière plus nuancée, sur la difficulté de l'ajustement du régime d'électrification rurale. Nous concluons sur la nécessité d'une analyse approfondie de l'histoire du régime d'électrification rurale afin de mieux cerner l'origine des obstacles institutionnels.

### **1 Le fonctionnement du régime d'électrification rurale**

On présente les principes de fonctionnement du régime d'électrification rurale en quatre étapes : le principe de la maîtrise d'ouvrage des réseaux basse tension ruraux, le mécanisme de péréquation du régime, la pratique effective de l'électrification rurale, puis l'efficacité du

développement des réseaux ruraux. Ceci permettra de définir ensuite la problématique de la MDE dans le cadre du régime d'électrification rurale.

### 1.1 LA NOTION DE MAÎTRISE D'OUVRAGE DE LA DISTRIBUTION PUBLIQUE RURALE

La maîtrise d'ouvrage de l'électrification rurale est une forme d'affermage, bien que l'on parle de concession, ce qui est un abus de langage dans le cas de la distribution publique (DP) d'énergie électrique. Le contrat de concession de la distribution publique d'énergie électrique établit les obligations du concessionnaire à l'égard des collectivités publiques concédantes, aussi appelées autorités concédantes. Les termes du contrat sont inscrits dans un cahier des charges-type, qui établit les limites des ouvrages entrant dans la concession, ainsi que les obligations de chacune des parties ; des annexes au cahier des charges permettent d'introduire une certaine souplesse dans le contrat, afin de faire entrer des spécificités locales dans le cadre général du modèle. Ces annexes précisent les modes de rémunération des autorités concédantes (redevances de concession), de même que le *régime d'électrification* des communes de la concession. On distingue le *régime urbain* du *régime rural* au travers de la notion de maîtrise d'ouvrage du réseau concédé<sup>1</sup>.

La principale spécificité du *régime d'électrification rurale* réside dans le fait que la responsabilité des investissements sur les réseaux de distribution est partagée entre le distributeur et les collectivités maîtres d'ouvrages<sup>2</sup>. En second lieu, une partie des investissements des collectivités est éligible dans certaines conditions à des aides directes par le biais d'un fonds de péréquation des investissements.

L'histoire du régime fait qu'il existe une grande diversité des modes d'organisation des collectivités au niveau local. Cependant, bien souvent, l'autorité concédante des collectivités est déléguée à des syndicats d'électrification. En général, ces syndicats, dits primaires, regroupent quelques communes ; ils peuvent se fédérer en structures intercommunales jusqu'au niveau départemental ; on a alors un syndicat départemental d'électrification rurale<sup>3</sup>. En fait, la diversité locale est telle que le nombre total d'autorités concédantes rurales n'est pas exactement connu à ce jour ; cependant, pas moins de 991 autorités concédantes on été

---

<sup>1</sup> En fait, il existe plusieurs définitions du régime d'électrification mais nous les préciserons plus loin.

<sup>2</sup> A la différence du régime urbain où elle incombe entièrement au concessionnaire, autrement dit, les autorités concédantes du régime urbain ont essentiellement un rôle de contrôle de la réalisation des termes du contrat.

<sup>3</sup> Sur 86 départements de métropole qui ont des communes en régime d'électrification rurale, on dénombre 43 syndicats départementaux.

identifiées. Elles sont réparties dans un champ comprenant pas moins de 12 structures différentes, dont certaines sont uniques au niveau national<sup>4</sup>.

Le rôle des syndicats est d'organiser le service public de l'électricité, ce qui comprend le contrôle du concessionnaire et la *programmation des investissements*. Le cahier des charges précise quels ouvrages relèvent de la concession : ce sont les ouvrages de **tension d'exploitation inférieure à 63 000 volts**, et qui sont **affectés au réseau de Distribution Publique** (DP) ainsi que les lignes et branchements des réseaux d'éclairage public (EP) situés sur les supports du réseau de DP. Par contre, les lignes et les supports du réseau d'EP ne font pas partie de la concession de Distribution Publique<sup>5</sup> (EDF et SDEC, 1992). Un réseau de Distribution Publique est constitué d'une multitude d'ouvrages dont les trois catégories principales sont : les conducteurs de distribution en moyenne tension (HTA, normalisée à 20 000 volts), les postes de transformation moyenne tension/basse tension (HTA-BT), et enfin les conducteurs en basse tension (normalisée à 230/400 V depuis 1996).

La séparation du financement des investissements entre concessionnaire et autorité concédante est un élément clef de la compréhension du fonctionnement du régime d'électrification rurale. En principe, l'article 8 du cahier des charges précise exactement la répartition des attributions entre le distributeur et l'autorité concédante :

***Le distributeur est en charge de :***

- L'exploitation du réseau concédé
- La maintenance du réseau concédé
- Le *renouvellement* du réseau concédé
- Le renforcement des réseaux *moyenne tension*

***L'autorité concédante est en charge de :***

- L'extension des réseaux basse tension
- Le renforcement des réseaux basse tension
- L'enfouissement des réseaux basse tension

Le **renforcement** consiste à modifier la configuration du réseau pour des raisons liées soit à l'accroissement de la demande, soit à la *qualité de fourniture*.

---

<sup>4</sup> Communication personnelle de M. Yves Coëffé, directeur du FACÉ, 2002.

<sup>5</sup> Cette nuance s'explique par le fait que la distribution publique d'énergie électrique est un service public à caractère industriel et commercial (financé par les factures des usagers) alors que l'éclairage public est un service public à caractère administratif (financé par l'impôt).

L'**extension** consiste à construire de nouveaux ouvrages pour raccorder de nouveaux clients. L'**enfouissement**<sup>6</sup>, consiste à intégrer les ouvrages dans l'environnement soit pour des considérations esthétiques, soit pour des considérations de sécurité d'alimentation ; c'est une notion institutionnalisée récemment dans le régime d'électrification rurale (depuis 1992).

Ces distinctions sont capitales pour comprendre la problématique du régime d'électrification rurale. Le partage des investissements entre autorités concédantes et distributeurs est un artefact historique datant de l'origine de l'électrification rurale, mais qui a persisté jusqu'à présent, ce que nous verrons plus précisément dans le chapitre 2.

## 1.2 UN MÉCANISME DE PÉRÉQUATION DES INVESTISSEMENTS

La **péréquation des investissements** sur les réseaux ruraux a largement précédé la péréquation nationale des tarifs, nous verrons qu'elle en est même le prototype. En effet, un mécanisme de péréquation nationale des investissements des concessions en régime d'électrification rurale a été créé en 1936. Ce fonds de péréquation des investissements aidait initialement les autorités concédantes rurales à rembourser les emprunts qu'elles avaient contractés pour la construction des premiers réseaux. Le fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACÉ) était (et reste toujours) alimenté par un **prélèvement sur les ventes des distributeurs cinq fois plus élevé en zones urbaines qu'en zones rurales**. Au terme de plus de six décennies ponctuées de plusieurs réformes, ce système de régulation spécifique à l'électrification rurale est toujours alimenté selon ces modalités originelles.

Le fonctionnement du régime d'électrification rurale est assez simple dans son principe mais très complexe en pratique. Le régime repose sur le versement des aides aux investissements du FACÉ et la participation des collectivités sur les travaux non aidés ; celle-ci est variable dans le temps et se situe sur une tendance croissante lors des trente dernières années. Ce fonds est géré par EDF qui l'alimente par un compte spécial<sup>7</sup> « *fonds d'amortissement des charges d'électrification* ». Cette contribution n'apparaît pas sur les factures des clients, par contre elle est intégrée dans les tarifs.

---

<sup>6</sup> Aussi appelé « effacement » ou encore « électrification en technique discrète ». Deux techniques d'effacement sont utilisées : la mise en souterrain, par creusement de tranchées et la mise en façade, c'est-à-dire l'utilisation des murs des bâtiments en alternative aux supports en poteaux. Au sens large on parle d'effacement des réseaux, l'enfouissement au sens strict consiste à enterrer les lignes mais par abus de langage on utilise ces termes comme synonymes.

<sup>7</sup> Article 10 du décret N°47-1997 du 14 octobre 1947

Les ministères de l'Industrie et de l'Agriculture établissent des clefs de répartitions départementales dont l'objet est de ventiler le budget du FACÉ entre les départements sur la base d'un Inventaire de l'Électrification Rurale<sup>8</sup>. Les estimations des besoins d'investissement par les conférences départementales sont déclaratives de même que les demandes d'aides du FACÉ. L'utilisation des aides du FACÉ est réglementée en fonction de la nature des travaux aidés. Cependant, les collectivités ont dans les faits une grande latitude dans l'utilisation des aides conformément aux souhaits initiaux des ruraux confortés par le législateur qui a prôné une décentralisation des décisions, si bien qu'il n'existe pas d'instance formelle de contrôle de l'utilisation des fonds alloués à l'électrification rurale<sup>9</sup>.

### **1.3 LE FONCTIONNEMENT DES CONFÉRENCES DÉPARTEMENTALES**

Chaque année, les élus des communes membres du syndicat se réunissent en conférences départementales, en général deux fois l'an, afin de voter les programmes de travaux d'électrification proposés par le syndicat. La direction du syndicat présente aux élus la situation présente de la concession, puis arbitrent et négocient l'affectation des besoins de travaux aux différents programmes. On distingue deux grands types de programmes :

- les programmes aidés par le FACÉ ;
- les programmes sur fonds propres, c'est-à-dire entièrement financés par les collectivités.

Les programmes de travaux éligibles aux aides font ensuite l'objet d'une demande de règlement au FACÉ dont le montant ne peut pas dépasser la dotation définie par les Ministères. Le FACÉ envoie ensuite une notification de paiement au préfet, qui lui-même la remet au Président du Conseil Général<sup>10</sup>, ce dernier étant chargé de répartir la dotation entre les collectivités. A partir de ce niveau, il devient difficile de suivre précisément l'utilisation des aides du FACÉ excepté en présence d'un syndicat départemental. En règle générale, un syndicat départemental reçoit l'intégralité des dotations FACÉ lorsqu'il assure la maîtrise d'ouvrage pour le compte de ses membres. Par contre, lorsqu'il existe une multitude de

---

<sup>8</sup> En fait, depuis 2000, l'exercice d'inventaire est remplacé par une enquête plus légère, nous verrons supra que c'est l'un des effets de la « dérive » du régime de l'électrification rurale.

<sup>9</sup> Les DDAFs étaient chargées d'établir des compte rendus de gestion des travaux, cette obligation a été suspendue en 1994 (Ferrand et Léger, 1997). Le FACÉ n'a pas vocation à contrôler systématiquement l'utilisation des aides, cependant il a instauré l'obligation de fournir des comptes rendus d'avancement des travaux en 1998, sur une base déclarative.

<sup>10</sup> Depuis la loi du 3 janvier 2003, les dotations du FACÉ sont remises directement au syndicat départemental s'il en existe un sinon, au Conseil Général dans le cas contraire.

syndicats primaires, voire de communes indépendantes qui ont la maîtrise d'ouvrage, les règles d'attribution sont négociées au cas par cas, en fonction de pratiques locales<sup>11</sup> difficiles à cerner de l'extérieur en raison leur profond ancrage dans l'histoire locale de l'électrification rurale. Pour chaque attribution de dotations, le FACÉ attend en retour un bordereau d'exécution pour le montant des travaux aidés inscrits dans le programme dans un délai de deux ans qui suivent la notification ; en cas d'erreur ou de non consommation, le FACÉ est en droit de demander la restitution des aides versées.

#### **1.4 LES PRATIQUES DU DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX BT RURAUX**

Il existe une grande diversité de comportements des maîtres d'ouvrages de l'électrification rurale, bien que les aspects techniques en soient l'élément unificateur (de Gouvello, 1996 ; Ferrand et Léger, 1997). En matière de réseaux ruraux, l'unité de décision élémentaire des maîtres d'ouvrages est le « départ basse tension ». C'est sur cette unité élémentaire que les conférences départementales établissent des priorités en fonction de critères de gestion qui leurs sont propres, c'est-à-dire en fonction d'objectifs relatifs à des contraintes ou des plans d'aménagement locaux.

Un départ BT est une succession de tronçons de lignes appelés dipôles partant d'un poste de transformation MT-BT et sur lesquels sont raccordés des clients alimentés par le réseau. Techniquement, un départ BT est repéré par la protection (le fusible ou le disjoncteur) placée à son origine<sup>12</sup>. La figure 1 représente une configuration typique des réseaux BT ruraux arborescents<sup>13</sup> ; du poste de transformation HTA-BT (de 20 kV à 230 V / 400 V) partent deux départs BT, le premier alimente les clients 1 à 3, le second les clients 4 à 7.

En vertu des lois physiques de l'électricité, la tension varie en fonction des charges qui circulent sur les dipôles et des caractéristiques physiques des conducteurs (section, longueur, résistivité du métal). Grosso modo, la chute de tension le long du réseau est proportionnelle à la longueur du conducteur. Ainsi, le client 3 a un risque d'autant plus élevé de subir une chute de tension que son appel de puissance coïncide avec celui des clients en amont (1, 2) et qu'il est éloigné du poste HTA-BT. Ceci arrive à la pointe du départ, c'est-à-dire lorsque les clients

---

<sup>11</sup> Une solution caourante est de répartir à parts égales les dotations entre services déconcentrés de l'Etat : DDE et DDA, généralement selon des clefs de répartition infra-départementales négociées au niveau local.

<sup>12</sup> Les réseaux les plus ruraux, sont composés d'un unique départ relié à un poste sur poteau H61 jusqu'à 100 KVA de puissance installée.

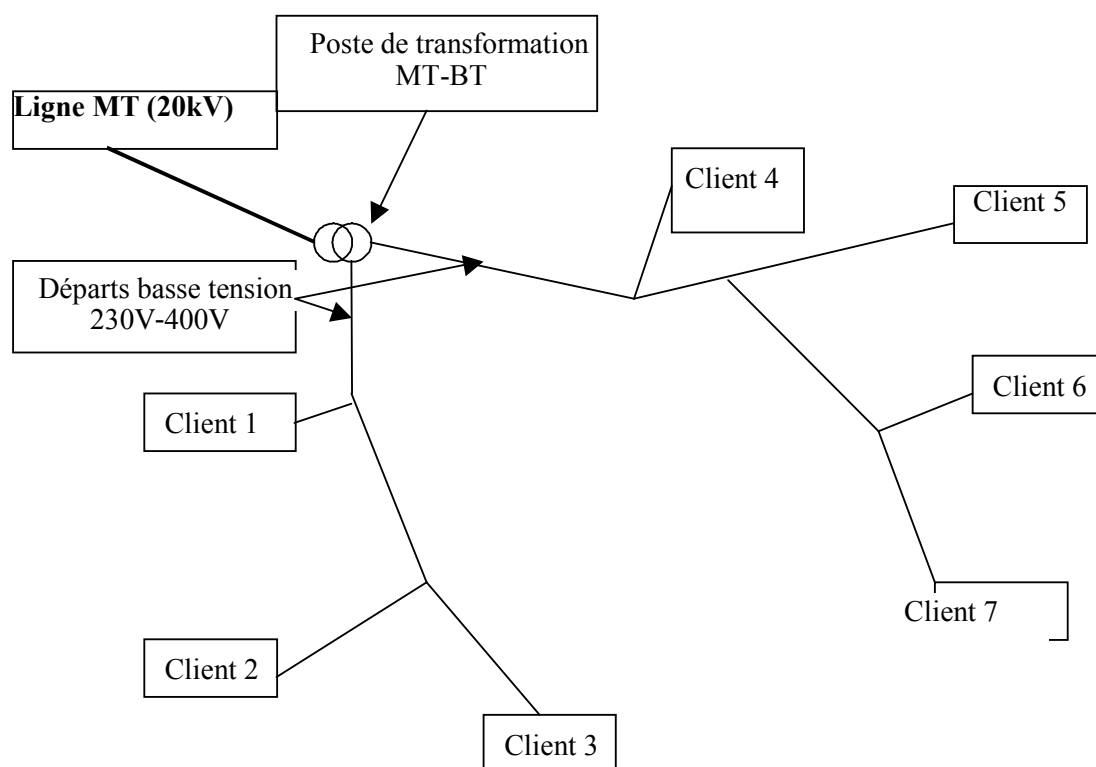
<sup>13</sup> A distinguer des structures bouclées des réseaux MT et des structures maillées des réseaux HT, (Persoz, 1983).



1, 2 et 3 appellent une puissance importante du fait de l'utilisation simultanée de leurs appareils.

A chaque nœud du départ les chutes de tension s'additionnent de l'amont (poste) vers l'aval (clients de plus en plus éloignés du poste).

**Figure n° 1: structures des réseaux de distribution basse tension ruraux.**



Lorsqu'un client subit une chute de tension de 10 % ou plus, c'est-à-dire si la tension de son électricité est inférieure à au moins 90 % de la valeur normalisée<sup>14</sup>, il peut déposer une réclamation au distributeur qui rédige une « fiche problème » après avoir procédé à une mesure de la tension sur le réseau proche du client pendant une courte période (une semaine en général) afin de valider l'existence de la contrainte<sup>15</sup>. Cette fiche problème est ensuite envoyée au syndicat d'électrification rurale qui décide de la suite à donner en fonction de ses priorités propres.

<sup>14</sup> La plage de tension normalisée est de 230 V +6%/-10% soit exactement entre 207V et 243,8 V, en dehors de cette plage on considère qu'il y a défaut de la qualité de fourniture, donc chute de tension (207 V ou moins) ou surtension (243,8 V et plus). En milieu rural, le premier cas est bien plus courant que le second.

<sup>15</sup> Sous-entendu, la contrainte de tension caractéristique des réseaux ruraux aux longueurs de conducteurs plus grandes par client ; dans des zones plus denses, les contraintes sont en général des contraintes d'intensité qui sont le signe d'une saturation proche des capacités de transit des conducteurs (de Gouvello, 1996).

S'il est décidé de traiter la contrainte, une étude de renforcement sera demandée au distributeur ou à un bureau d'étude technique qui remettra au syndicat un devis.

Le syndicat décidera de réaliser le renforcement soit sur ses fonds propres, soit en l'inscrivant au programme de travaux aidés par le FACÉ. La différence entre ces deux possibilités est que dans la première les travaux sont exécutés en continu, tandis que dans la seconde ils ne peuvent être réalisés que si les dotations FACÉ ont été versées ou n'ont pas été consommées et à condition que le projet en question soit inscrit dans le programme de travaux aidés ; un délai supplémentaire de plusieurs mois peut donc s'écouler entre l'étude technique et la réalisation des travaux.

La pratique du traitement par plaintes vient en fait en complément de l'établissement des programmes de travaux. En fait, nous verrons que les pratiques des syndicats reflètent la diversité des situations locales, dans la plupart des cas, les programmes de travaux sont alimentés de manière normative à partir de données sur l'état des réseaux fournies par EDF, en sorte que la réalité des contraintes n'est généralement pas vérifiée, mais plutôt « estimée » d'une manière normative.

Un syndicat peut se retrouver dans la situation du « dilemme de la conférence départementale » décrite par Colombier (1992). C'est-à-dire qu'un projet coûteux peut notablement s'éloigner des priorités immédiates du syndicat ; ainsi, le client risque alors de voir son cas s'égarer dans les arbitrages syndicaux<sup>16</sup>. Parfois, une plainte peut attendre plusieurs années avant de se trouver traitée, ce qui entraîne un problème d'équité entre clients bien situés sur le réseau et clients mal situés en raison du coût élevé des travaux pour un nombre limité de clients. C'est ce type de dossiers délicats qui se trouvait donc naturellement destiné à l'expérimentation de la MDE sur les réseaux ruraux.

## **2    *Le lancement de la MDE : un champ d'expérimentation***

L'ajustement du régime d'électrification rurale a débuté à la fin de l'année 1994, c'est une des retombées du débat national sur l'énergie marqué par le rapport de M. Souviron (1994). Par la suite, dès mars 1995, une circulaire du Ministère de l'Industrie établissait les modalités pratiques de cette nouvelle tranche appelées « tranche ENR-MDE ». C'est donc le régulateur

---

<sup>16</sup> Les problèmes sont d'ailleurs bien souvent l'occasion pour les clients de redécouvrir l'existence du syndicat d'électrification, sous un jour peu avenant, bien souvent par l'intermédiaire d'agents EDF en position délicate puisqu'ils doivent faire comprendre que la suite des événements ne relève plus d'EDF mais bien des décisions de « l'E.R », pour employer le « jargon maison »...

qui a insufflé cette innovation dont il ne précisait que les grandes lignes des modalités de son application : ce sont donc des acteurs variés qui ont dû élaborer de nouvelles pratiques de gestion de la demande dans le cadre du régime de l'électrification rurale.

## **2.1 LA CRÉATION D'UN NOUVEAU MÉTIER PAR UNE CIRCULAIRE MINISTÉRIELLE**

L'ouverture de la tranche MDE-ENR du FACÉ s'apparente à une mesure « par le haut » (de Gouvello, 1996) initiée par les instances de tutelle de l'électrification rurale, à l'instar des nombreux aménagements que ce régime a connus depuis l'après-guerre. Adoptée dans son principe par le Conseil du FACÉ le 8 décembre 1994, la tranche ENR-MDE sur les réseaux ruraux est relayée vers les collectivités maîtres d'ouvrage par la circulaire interministérielle du 6 mars 1995, en tant que programme spécial du FACÉ à hauteur de 100 millions de francs par an de travaux au plan national ; cette nouvelle dotation ne vient pas en complément du budget du FACÉ, mais elle est dégagée des dotations réparties pour les travaux aidés des autres programmes du FACÉ. En clair, la dotation expérimentale ENR-MDE est prélevée sur le budget du FACÉ et ne vient pas en complément.

L'innovation introduite par la toute nouvelle approche est radicale ; afin de comprendre pourquoi, il importe de rappeler les spécificités de la MDE dans le fonctionnement du régime de l'électrification rurale, par l'examen des pratiques créées par les acteurs de la MDE. Ce sera aussi l'occasion d'introduire un vocabulaire technique relatif aux réseaux électriques de distribution et à l'électrification rurale dont nous ferons grand usage par la suite<sup>17</sup>.

## **2.2 LES PRINCIPES DE LA MDE DANS LE CADRE DU RÉGIME D'ÉLECTRIFICATION RURALE**

La MDE sur les réseaux ruraux se distingue en plusieurs points des autres approches plus classiques de l'action sur la demande dans le domaine de l'électricité (cf. Cauret, 1997 et Gouja, 1996 pour des synthèses de l'expérience anglo-saxonne). Premièrement, son objectif n'est pas de permettre aux clients de réaliser des économies d'énergie et au producteur de différer des investissements de production, mais de réaliser des économies d'investissement sur les réseaux de distribution des collectivités concédantes. Deuxièmement, les projets ne sont pas une initiative des distributeurs mais des collectivités locales concédantes. Troisièmement, ces projets s'insèrent dans le mécanisme spécifique de la régulation du régime d'électrification rurale, c'est-à-dire les procédures administratives du système de

---

<sup>17</sup> En annexe, le lecteur trouvera un glossaire de l'électricité expliquant les termes techniques que nous emploierons.

péréquation des investissements sur les réseaux ruraux, ce qui confère un rôle de tout premier plan au FACÉ.

Les aides accordées au titre du programme spécial MDE-ENR du FACÉ permettent aux collectivités locales de financer soit des opérations de maîtrise de la demande pour éviter des renforcements de réseaux, soit des projets de production décentralisée par énergies renouvelables (ENR) afin d'éviter des extensions des réseaux de distribution lorsque la production décentralisée d'énergie est moins coûteuse.

La circulaire du 6 mars 1995 ne précise que très vaguement le champ des interventions ; elle se borne à énoncer quelques catégories génériques d'actions possibles et les procédures administratives à respecter. Le champ est cependant large puisqu'en principe sont envisageables des actions sur le patrimoine des collectivités (bâtiments, réseaux d'éclairage public), sur le réseau de distribution lui-même, avant le compteur du client (régulation de la tension, décalage de puissance, stockage sur batteries), ou encore chez le client, en aval du compteur. Plusieurs voies d'approche existaient, mais l'information sur les techniques disponibles mobilisables à un coût raisonnable, c'est-à-dire sur les projets potentiels était dispersée et méconnue. En clair, les acteurs de la MDE ont dû développer de nouvelles pratiques, c'est-à-dire un nouveau métier : le diagnostic des caractéristiques de la demande sur les réseaux ruraux.

Ces pratiques se sont avérées coûteuses à mettre en œuvre ; il s'agissait avant tout de comprendre les logiques d'action des praticiens « historiques » de l'électrification rurale, à savoir les agents d'EDF, les syndicats d'électrification, mais aussi les fonctionnaires des administrations de l'État déconcentrées au niveau départemental, les services des DDAF et DDE<sup>18</sup>, pour ensuite les adapter à la nécessité de la MDE sur les réseaux ruraux. En outre, de nouveaux acteurs devaient être formés aux aspects techniques des réseaux de distribution. C'est donc avec un ensemble assez hétérogène d'acteurs aux pratiques parfois communes et parfois radicalement différentes que se sont faites les premières expériences de la MDE.

Il apparut rapidement qu'il convenait d'envisager deux approches différentes :

---

<sup>18</sup> Direction Départemental de l'Agriculture et de la Forêt, Direction Départementale de l'Équipement. Ces deux directions occupent un rôle important dans l'électrification rurale, et, pour les DDE dans la gestion des réseaux filaires au niveau local.

- (a) *l'approche « micro »* qui consiste à rechercher dans le stock de départs en contrainte d'un syndicat les demandes de travaux « atypiques » car trop coûteux du point de vue des syndicats. Cette approche consiste à étudier le fonctionnement des appareils des clients, et à préconiser des actions sur mesure aux différents clients jusqu'à ce que le calcul montre que la qualité de fourniture est rétablie ;
- (b) *l'approche « macro »* qui préconise de choisir des zones géographiques en fonction de critères objectifs susceptibles de révéler des potentiels d'économies d'investissement de réseaux récupérables par la diffusion à grande échelle d'actions de MDE « prêtes à porter » (de Gouvello, 1996).

Nous montrerons que ces deux approches ne sont pas exclusives mais sont bien (partiellement) complémentaires à la différence près que leur mise en application requiert des outils d'aide à la décision différents. L'approche micro est celle qui a été privilégiée pour des raisons de facilité de mise en oeuvre. L'approche macro nécessite des besoins de traitement d'information nettement plus intensifs que l'approche micro, mais avec le bénéfice d'une vue d'ensemble des caractéristiques de la demande, de leur articulation territoriale avec les caractéristiques des réseaux et des activités. Le programme ambitieux de l'approche macro laisse entrevoir la perspective d'une mise en oeuvre « industrielle » de la MDE sur les réseaux ruraux, mais laisse en suspens de nombreuses questions qui expliquent la maturité plus tardive de cette voie. Cette thèse propose une systématisation de cette approche (cf. chapitre 6).

## **2.3 LES MOTIVATIONS OFFICIELLES POUR L'INTRODUCTION DE LA MDE**

La circulaire du 6 mars 1995 prône implicitement une optique micro bien que la distinction entre « micro » et « macro » n'existait pas encore. Cet argumentaire fait référence à la faible densité de clients des réseaux ruraux<sup>19</sup> mesurée lors du X<sup>e</sup> Inventaire de 1994 :

- 23 % des départs BT ruraux comptaient 1 ou 2 clients ;
- 42 % des départs BT ruraux comptaient moins de 6 clients ;
- plus de 2/3 des départs mal alimentés (DMA) renforcés entre 1990 et 1994 desservaient aussi moins de 6 clients.

C'est la longueur des conducteurs de ces départs BT qui desservent peu de clients qui induit des coûts de renforcement plus élevés. Ce coût élevé du renforcement des départs de faible

densité et de grande longueur est expliqué par le fait que lorsque le nombre de clients est faible, le *foisonnement des appels de puissance est limité*. Dès lors, la MDE consiste à mieux répartir les appels de puissance entre les clients (cf. encart 1). L'amélioration du foisonnement est en outre facilitée par le nombre limité de clients.

### Encart 1 : la notion de foisonnement des puissances appelées

Le problème fondamental du producteur d'électricité est d'optimiser le fonctionnement d'un parc de production hétérogène soumis à une demande aléatoire. Le caractère aléatoire de la demande provient du fait que les appareils des clients sont utilisés au gré de leurs besoins, dès lors, la puissance appelée par les clients est le plus souvent inférieure à leur puissance souscrite. Ainsi, l'entreprise peut donc desservir la demande en puissance de tous les clients avec une puissance de production largement inférieure à la puissance souscrite de tous les clients. Par contre, la capacité de distribution doit être égale à la puissance souscrite des clients, c'est-à-dire la prime fixe réglée à l'entreprise, il s'ensuit que si l'on peut jouer sur le foisonnement au niveau de la production (le signal tarifaire permettant de satisfaire le service avec un parc de moindre puissance), on ne peut le faire sur la distribution que de manière plus limitée, par contre, le gestionnaire de réseau peut jouer sur les autres éléments du réseau.

Lorsque l'on considère des réseaux ruraux qui desservent quelques abonnés, les phénomènes de compensation statistique entre les appels de puissance sont considérablement atténués. Le tableau suivant donne les coefficients de foisonnement des charges utilisés par EDF (Colombier, 1992, p. 168) :

Nombre de clients :	1	2	3	5	6	7	10	15	20
Coefficient	1	0,98	0,95	0,90	0,85	0,83	0,70	0,63	0,58

On voit qu'au delà de 7 clients le foisonnement devient plus sensible : 1 kW de puissance appelée supplémentaire correspond à 0,7 kW vu par le poste pour 10 clients, et 0,58 kW seulement pour 20 clients. Les contraintes surviennent sur des départs longs lorsque les clients appellent simultanément une certaine puissance à une certaine heure, compte tenu de ces coefficients de foisonnement, cette puissance peut ne pas être très élevée. En tout état de cause, du fait de l'absence de foisonnement retirer quelques kW en pointe sur des départs ayant peu d'abonnés peut faire disparaître une contrainte, et donc éviter un renforcement à un coût faible.

La régie d'électricité de la Vienne utilise une fonction du nombre de clients, de la forme  $K = aN^{-b}$ . Avec K, le coefficient de foisonnement, N le nombre de clients. Les valeurs estimées sont :  $K = 1,43.N^{-1/3}$ . Le coefficient de foisonnement étant considéré égal à 1 pour  $N=1$  à 4 (RSIEDV, 1998, p. 23).

Le point crucial de la gestion des charges en pointe est de connaître les usages présents à la pointe chez les différents clients. Connaître tous les usages n'est pas nécessaire, il suffit d'identifier les usages qui contribuent le plus à la pointe, or, ceux-ci sont bien connus : le plus souvent, ce sont les usages thermiques. Repérer les usages pour reconstituer les pointes, c'est un des aspects techniques des études de MDE en réseaux ruraux expérimentées depuis 1995.

Cette caractéristique *fondamentale* des réseaux ruraux se conjugue alors avec d'autres facteurs tout aussi importants pour les besoins d'investissement futurs qui alimentent l'intérêt pour la MDE. Le rapport du Président du groupe de travail du Dixième Inventaire émet un point de vue très volontariste basé sur des faits précis (Martin, 1995) :

- Premièrement, l'inadaptation relative des logiciels de planification des réseaux électriques d'EDF (encart n°2). Ces derniers, utiles pour connaître l'état des quantités d'ouvrages des réseaux ruraux, trouvent leurs limites lorsqu'il s'agit de calculer l'état

<sup>19</sup> Cette quantité est généralement mesurée en nombre de clients BT par départ, ou par kilomètre de lignes.

électrique de départs à faible nombre de clients, bien plus nombreux en rural, puisqu'ils sont conçus selon une approche statistique plus adaptée à des réseaux denses, c'est-à-dire des réseaux urbains<sup>20</sup>.

---

<sup>20</sup> En outre, le modèle de charge initial reposait sur une modélisation des appels de puissance des clients datant de 1975, c'est-à-dire une période où les usages spécifiques de l'électricité étaient majoritaires (cf. encart 2), ce qui limite singulièrement la validité des résultats en présence d'usages thermiques importants. Le modèle a été actualisé avec le passage à la nouvelle méthode de planification couplée, en 1996.

## **Encart 2 : L'architecture du système de planification des réseaux BT d'EDF**

Le système de planification des réseaux BT d'EDF a pour but de répondre aux besoins de planification des centres et d'anticiper les investissements nécessaires sur les réseaux BT à partir de l'évolution de la demande (Cosperec et al. 1993). Le très grand nombre d'éléments des réseaux BT nécessite d'adopter une approche statistique. Le système d'information réseaux BT d'EDF s'articule autour d'une base de donnée, GDO, d'un modèle de calcul électrique, BAGHEERA, et d'applicatifs dédiés aux différentes tâches du planificateur.

### **La base de données technique : GDO-BT (Gestion Des Ouvrages Basse Tension), :**

C'est un fichier centralisé qui permet de stocker toutes les informations descriptives du réseau et les caractéristiques des clients qui y sont rattachés. La GDO est la seule base qui décrit de manière exhaustive le patrimoine des réseaux BT exploités par EDF, elle est donc utilisée intensivement en local, dans les centres. Son pendant MT est appelé GDO-MT.

### **Le modèle statistique : BAGHEERA (Modèle Basse tension de Génération des cHarges et de calcul de l'État Electrique des Réseaux Arborescents) :**

C'est le modèle statistique qui permet d'estimer les charges théoriques appelées par les clients puis de calculer les états électriques du réseau (transits, chutes de tension, pertes). BAGHEERA est donc le coeur du système d'information, ce logiciel a remplacé en 1997 son prédécesseur, BATECA, développé en 1975. BAGHEERA représente plus fidèlement une caractéristique importante de la demande : la sensibilité à la température du fait de l'importante pénétration du chauffage électrique dans la clientèle BT. A partir des caractéristiques facturaires BAGHEERA assigne une courbe de charge type (sélectionnée parmi 115 contre 8 seulement pour son prédécesseur) à chaque client ; cette courbe de charge type permet d'estimer automatiquement les puissances appelées par les clients pour deux jours types (semaine et week-end) et selon une résolution horaire (soit 48 points). Le modèle calcule les puissances *moyennes* horaires et les puissances ayant *10 % de chances d'être dépassées* (puissances « au risque 10% »). La recombinaison des courbes de charge par départ permet alors d'estimer *l'heure de la pointe* a posteriori. Enfin, pour chaque élément du réseau sont calculés les *états électriques* en fonction de la hauteur de la pointe, de la configuration du réseau et des caractéristiques physiques des ouvrages, en fonction de la position du client, de sa puissance de pointe on déduit la chute de tension qu'il subit.

### **1) L'application de diagnostic réseau : le CRIT-BT (Calcul du Réseau IniTial Basse Tension) :**

L'application CRIT-BT permet d'élaborer un diagnostic de l'état des réseaux pour chaque départ d'une unité d'exploitation (centre). Il utilise BAGHEERA et génère un fichier qui comprend tous les éléments techniques physiques du réseau ainsi que les résultats du calcul électrique. Ce fichier permet par la suite au planificateur d'orienter son travail par des requêtes selon des critères variés : hiérarchiser les priorités d'intervention en fonction de la profondeur des contraintes et du nombre de clients concernés. A la fin de chaque année civile, les centres font un *traitement de masse* sur tous les départs qui constituera l'état initial de l'année suivante. L'ancien CRIT-BT est envoyé au siège pour archivage. Le centre conserve le nouveau CRIT-BT qui écrase l'ancien après en avoir édité une copie papier.

### **2) L'application planification des réseaux : le PANTER-BT (logiciel sur Poste Auxiliaire de Numérisation de Tracé et d'Etude des Réseaux BT) :**

C'est l'outil de *planification des réseaux BT* des centres EDF, tant pour leur partie urbaine que rurale. Pour le rural c'est sur PANTER-BT que EDF effectue les études de renforcement qui sont présentées aux syndicats. Ce logiciel permet de simuler les états futurs du réseau à un horizon spécifié à partir de l'état initial issu du CRIT-BT. On peut simuler le développement des charges, les stratégies d'extension, de renforcement, l'effet de l'arrivée de nouveaux clients. En comparant les résultats de diverses stratégies, le planificateur peut optimiser le développement du réseau BT uniquement en sélectionnant le scénario le moins coûteux sous les contraintes techniques que l'analyste se fixe. PANTER-BT fonctionne sur le système centralisé régional (ATIC : Atelier de Traitement Informatique de Centre), seuls les résultats sont rapatriés au niveau du centre.

### **3) L'application d'évaluation financière des besoins d'investissement : INVEST-BT (INVESTissements de renforcement des réseaux BT) :**

INVEST-BT permet l'évaluation économique des besoins d'investissement des différentes stratégies testées. INVES-BT ne traite pas les cas individuels mais donne une *image globale des besoins d'investissement* sur plusieurs années. Il traite le cas de la remise à niveau : effacer les contraintes et renforcer, et le cas du développement de la demande : besoins d'investissements pour faire face à la croissance de la charge avec un horizon maximal de 5 ans. INVEST-BT permet de simuler différents états du monde : taux de croissance, coûts des ouvrages, seuils de chute de tension objectifs. INVEST-BT fonctionne en local et utilise les données du CRIT-BT qui sont rapatriées du système centralisé.



- Deuxièmement, l'adoption d'une nouvelle norme de tension française effective dès septembre 1996. La voie adoptée par EDF est celle d'une plus grande sévérité relativement à la norme européenne cadre, ce qui entraîne mécaniquement des besoins de renforcement plus importants (Martin, 1995, p. 2).
- Troisièmement, la nécessité de mieux coordonner la maîtrise d'ouvrage séparée entre EDF sur la HTA et les collectivités locales sur la BT, du fait notamment du changement de la norme de tension, mais aussi du constat d'EDF d'un manque d'optimisation de l'ensemble des investissements. Le premier pas a été l'élaboration d'une méthode couplée d'optimisation des investissements HTA et BT<sup>21</sup>.
- Quatrièmement, les insuffisances du logiciel GDO-BT pour le repérage de certains clients ayant des impacts particulièrement élevés sur les besoins de renforcement des réseaux et dont les caractéristiques sont méconnues malgré leur importance sur le plan de la demande. Ainsi, en 1995, il apparaissait que les fichiers d'EDF n'identifiaient correctement que 10 à 20 % des résidences secondaires recensées par l'INSEE. L'enjeu est de taille : en rural, les résidences secondaires peuvent représenter 30 % du total des clients, le plus souvent situées dans des zones très localisées. Notons sur ce point précis que plus la présence de clients mal représentés par les modèles simulation d'EDF est grande, moins les résultats globaux seront fiables ; cet effet se reflète dans les divergences d'appréciation de l'état des réseaux entre certains syndicats d'électrification rurale et EDF.
- Cinquièmement, le constat de la très grande variabilité des coûts moyens des renforcements ruraux déclarés par les collectivités lors du X<sup>e</sup> Inventaire : ceux-ci varient dans un rapport de 1 à 8 alors que les écarts de coûts du kWh BT internalisés par EDF dans le cadre de la péréquation des tarifs ne représentent selon EDF qu'une variabilité d'au plus 10 % (Chefdeville, 1995). Cependant, lorsque l'on intègre la péréquation des investissements à la charge des collectivités, les écarts coûts-tarifs peuvent atteindre près de 100 % pour certaines catégories de clients (de Gouvello, 1996). On devrait donc s'attendre à une variabilité dans un rapport de 1 à 2. A cela s'ajoute le fait que le logiciel de calcul des investissements d'EDF (INVEST-BT) ne

---

<sup>21</sup> Notamment par la prise en compte de l'incidence couplée des chutes de tension BT en MT et dans le poste MT-BT dans la conception du logiciel BAGHEERA (cf. encart 2).

prend pas en compte de nombreux éléments qui majorent les coûts de renforcement (Martin, 1995, p. 3).

- Sixièmement, l'appel timide à l'utilisation de la MDE pour la période du IX<sup>e</sup> Inventaire (1990-1994) dont les réalisations se sont révélées insignifiantes, principalement du fait de l'absence de financement du FACÉ, est un des aspects qui a motivé l'ouverture du programme complémentaire MDE-ENR.

La MDE apparaît donc intéressante sur plusieurs plans : alléger les besoins de renforcement là où les caractéristiques de la demande le permettent ; pallier aux défauts perçus des outils d'EDF ; rétablir plus rapidement la qualité de fourniture des consommateurs situés sur les réseaux les plus coûteux à renforcer (donc l'équité entre clients ruraux plus ou moins prioritaires dans les programmes de travaux des syndicats) ; rétablir des conditions de concurrence entre les énergies dont les prix relatifs sont faussés au niveau local par la péréquation. C'est aussi un moyen de mieux apprécier certains aspects complexes de la gestion des réseaux ruraux<sup>22</sup>.

La MDE est aussi envisagée comme un moyen de rééquilibrer les filières traditionnelles dans une optique de qualité de service et de soutien à l'activité locale, une problématique soulevée depuis longtemps (Colombier et Hourcade, 1988 ; Colombier, 1992) mais qui rencontre une grande résistance du fait de la substitution d'une autre énergie à l'électricité. Cet argument est repris plus récemment avec vigueur par le Conseil Général des Mines (Piketty et al., 2000), dans un autre contexte que nous évoquerons plus loin<sup>23</sup>.

Les enquêtes partielles du X<sup>e</sup> Inventaire montraient que les coûts de renforcement *par client* sur les départs à faible nombre de clients variaient de 50 000 à 100 000 F, voire dans certains cas le triple (Martin, 1995, p. 4). Dans de telles conditions, il semblait évident que l'on puisse rétablir la qualité de fourniture à des coûts inférieurs. Le régulateur semblait donc tout à fait sensible aux gains collectifs potentiels de la MDE dès 1995 mais les réalisations se sont-elles révélées à la hauteur de ces derniers ?

---

<sup>22</sup> Notamment la répartition des clients sur les phases des réseaux triphasés, un problème délicat, qui n'a pas encore trouvé de solution satisfaisante, même si en principe, il est pris en compte de manière normative dans BAGHEERA.

<sup>23</sup> Il s'agit de la question de sécurisation des réseaux de distribution face aux tempêtes exceptionnelles auxquelles les réseaux ruraux sont les plus exposés.

## 2.4 DES RÉSULTATS CONTRASTÉS DANS UN CONTEXTE DIFFICILE

Examinons le bilan de cinq années de pratique de la MDE. En partant d'un contexte favorable à l'issue du débat national sur l'énergie et l'environnement de 1994, la légitimité de cette innovation se trouvait renforcée par les résultats déroutants du X<sup>e</sup> Inventaire de l'Électrification rurale puisqu'à une forte augmentation des coûts de renforcement s'ajoutait l'absence d'une amélioration significative de la qualité de fourniture rurale (Ministère de l'Industrie, 1995).

Nous présentons ici les résultats des deux volets du programme complémentaire MDE-ENR du FACÉ. Cependant, nous ne nous concentrerons que sur le volet MDE, essentiellement parce que ces deux volets sont relativement indépendants du point de vue technique bien qu'ils s'insèrent dans la logique institutionnelle du régime d'électrification rurale. Cette dissociation provient des options techniques différentes des projets ENR et MDE (respectivement extension et renforcement du réseau) qui sous-entendent des alternatives techniques différentes<sup>24</sup> mais partiellement complémentaires. Le volet ENR est donc abordé au titre de la comparaison des réalisations entre tranches MDE et ENR.

### 2.4.1 Les volumes financiers consacrés aux alternatives réseaux entre 1995 et 2000

Le tableau suivant retrace l'évolution des montants de travaux aidés par le FACÉ entre 1995 et 2000 pour les alternatives MDE et ENR.

**Tableau 1 : Évolution du programme complémentaire  
ENR-MDE entre 1995 et 2000.**

Année	Nombre de projets d'ENR	Montants des travaux ENR (MF)	Nombre de Projets de MDE	Montants MDE (MF)	Total MDE+ENR (MF)	Enveloppe totale du FACÉ MDE+ENR (MF)
1995	612	63,4	24	9,6	73	100,0
1996	166	26,3	10	2,0	28,3	75,0
1997	230	34,0	13	1,2	35,2	23,0
1998	206	47,0	2	4,6	51,6	100,0
1999	77	17,3	1	<1,0	<18,3	75,0
2000	92	21,9	0	0	21,9	100,0
<b>Total</b>	<b>1383*</b>	<b>210,4</b>	<b>50</b>	<b>18,4</b>	<b>228,8</b>	<b>-</b>

Source : ADEME, 2001.

\* soit 690 projets dans le DOM-TOM, dont 515 en Guyane.

<sup>24</sup> A la nuance près que l'électrification décentralisée par ENR de locaux habités nécessite des équipements électriques hautement performants du fait des caractéristiques de fonctionnement de ces systèmes (production puis stockage dans des batteries, coût élevé de la puissance). On retrouve une logique de MDE mais orientée vers la *gestion des consommations* et nettement moins (mais pas totalement) vers la *gestion de la charge*.

Les montants indiqués dans le tableau sont en monnaie courante, non corrigés d'une inflation toutefois très modérée qui ne déforme pas la tendance générale. Sur l'ensemble de la période 1995-2000, le FACÉ a ouvert une ligne de crédits de 100 MF reconduite chaque année. Le budget *total* du FACÉ s'élevait à environ de 2 000 MF par an ; compte tenu du fait que les 100 MF de la tranche ENR-MDE représentent un volume de travaux subventionné par le FACÉ à 70 %, le prélèvement sur le budget du FACÉ représente au plus 70 MF chaque année (soit 3,5 % de ce budget). On comprend ainsi le caractère « complémentaire » de la tranche ENR-MDE. Le tableau précédent permet d'établir trois constats :

1. La dynamique contrastée du nombre de projets MDE et ENR qui partant d'un niveau initial élevé pour décroître régulièrement les années suivantes ; cet effet apparaît bien plus marqué sur la MDE que sur les ENR. Ceci provient d'un effet de déstockage des sites déjà identifiés avant l'ouverture de la tranche ENR-MDE ;
2. Les volumes financiers et le nombre de projets entre les deux tranches sont très différenciés : la MDE se situe à un ordre de grandeur en dessous des projets ENR (50 projets pour 18 MF contre 700 projets pour 210 MF fin 2000) ;
3. La faible consommation des crédits ouverts au FACÉ pour les solutions alternatives. Hormis la première année où près de 73 % de l'enveloppe de 100 MF est consommée, les années suivantes la consommation effective est nettement inférieure aux enveloppes allouées : ceci reflète de réelles difficultés à maintenir une activité à la hauteur des moyens dégagés par le FACÉ. En somme, c'est la tranche ENR qui soutient l'ensemble du dispositif durant la période considérée.

La tendance décroissante manifeste des difficultés lors de la réalisation des projets.

A ces projets acceptés (soit 228 MF sur les 5 ans) s'ajoutent des dépenses non supportées par le FACÉ, celui-ci ne subventionnant les études qu'*a posteriori*, seulement *si un projet est accepté* : ce sont donc l'ADEME et EDF qui ont supporté la majeure partie des coûts annexes notamment de réalisation des études ; ces coûts sont mal connus car l'information est très dispersée. On peut cependant imaginer que ces coûts annexes représentent une fraction significative du volume de travaux de MDE. En toute rigueur, dans le bilan économique de la tranche ENR-FACÉ il conviendrait de les inclure, et tout au moins de les estimer. Les volumes financiers acceptés sont une chose, mais sont-ils significatifs de projets qui sont menés à leur terme ?

## **2.4.2 Une grande variété d'expériences de MDE sur les réseaux ruraux**

Le nombre limité de projets de MDE sur la période considérée dissimule une grande variété de projets. Nous examinons ici cette diversité sur une période restreinte, entre 1995 et 1998, laquelle correspond aux quatre années les plus actives.

La phase de lancement en 1995 a introduit une typologie des actions de MDE sur les réseaux ruraux qui distinguait quatre types de projets différents, correspondant à autant d'options techniques :

- 1) décalage de chauffe-eau : cela consiste à poser un relais décaleur qui retarde le déclenchement des chauffe-eau relativement au début des heures creuses du client<sup>25</sup>.
- 2) éclairage public : il s'agit ici d'améliorer la qualité de l'éclairage public en bourg et hors bourg, avec diverses mesures (luminaires, lampes, régulation) d'impact faible sur le réseau, d'autant plus que peu de départs d'éclairage public sont en contrainte.
- 3) diffusion de LBC : ce projet encourage le client à améliorer l'efficacité de son éclairage par la remise (ou la vente à prix subventionné) de lampes à basse consommation (LBC). Ces programmes auront un impact faible sur les contraintes des réseaux, mais fort en terme de visibilité du syndicat auprès des clients.
- 4) traitement de départs en contrainte : il s'agit là du cas générique tel qu'il a été envisagé et pensé au lancement de la tranche MDE. Pour effacer une ou plusieurs contraintes, on reconstitue les courbes de charges des clients, puis on modifie le mode de fonctionnement de certains de leurs équipements, au besoin par leur remplacement.

Cette typologie renvoie aux caractéristiques techniques et à l'échelle potentielle des différents projets. Les trois premiers types sont des projets « mono-techniques », dont la vocation est une diffusion de solutions uniques à grande échelle : ce sont des programmes dits « macro » à la différence des projets « micro » qui constituent la quatrième catégorie. Partant de cette typologie élaborée initialement par le groupe de pilotage ADEME-EDF, nous avons reconstitué la répartition des projets dans le tableau suivant.

---

<sup>25</sup> En général une ou deux heures, comme dans le cas de la Régie de la Vienne, (de Gouvello, 1996).

**Tableau 2 : Nombre et montants des projets MDE par type d'opération (en MF 1995)**

Type d'opération	1995	1996	1997	1998	Totaux
Décalage de chauffe-eau	2,99	1,50			4,49
<i>Nombre</i>	<i>1</i>	<i>1</i>			<i>2</i>
Départ en contrainte < 2 ab	1,11	2,05	0,46	0,15	1,93
<i>Nombre</i>	<i>11</i>	<i>6</i>	<i>5</i>	<i>1</i>	<i>23</i>
Départ en contrainte > 2 ab	2,15	0,25	0,64		3,04
<i>Nombre</i>	<i>8</i>	<i>3</i>	<i>7</i>		<i>18</i>
Eclairage public	1,50				1,50
<i>Nombre</i>	<i>1</i>				<i>1</i>
Lampes Basse Consommation (LBC)	1,87		0,96		2,92
<i>Nombre</i>	<i>2</i>				<i>2</i>
Macro				4,31	4,31
<i>Nombre</i>				<i>1</i>	
<b>Nombre total de projets</b>	<b>24</b>	<b>10</b>	<b>13</b>	<b>2</b>	<b>49</b>
<b>Montant TTC des travaux</b>	<b>9,52</b>	<b>3,80</b>	<b>2,06</b>	<b>4,46</b>	<b>17,24</b>
<b>dont Financement du FACE</b>	<b>6,64</b>	<b>2,66</b>	<b>1,44</b>	<b>4,46</b>	<b>16,39</b>

Source : ADEME.

On distingue dans le tableau les projets de départs en contrainte à 1 abonné des autres départs en contrainte. La raison en est qu'avec un seul client, la solution MDE se limite à repérer les usages de la pointe : il n'y a pas de phénomène de foisonnement entre les usages des clients. La multiplication des clients, et corrélativement, de leurs appareils implique une complexité croissante des étapes préalables à la recherche de la solution MDE la plus satisfaisante. Les opérateurs ont donc traité plus de départs à un seul client (23 contre 18).

Les projets de décalage de chauffe-eau s'inscrivent dans des logiques assez particulières puisque leurs maîtres d'ouvrages sont des distributeurs non nationalisés (DNN) : la régie de la Vienne et les SICAE du Santerre (Somme). Ces opérateurs ont un intérêt à écrêter leur courbe de charge totale de manière à réduire leurs factures d'achat en Tarif Vert auprès d'EDF, puisque les dépassements de puissance sont lourdement pénalisés, un problème qui, combiné à un possible chevauchement des heures creuses du Tarif Vert avec celles du Tarif Bleu, peut aboutir à des situations particulièrement pénalisantes pour un DNN<sup>26</sup>. Le cas de la régie de la Vienne, décrit dans de Gouvello (1996), est particulier, puisque la logique n'était pas de faire des économies sur les investissements de réseaux de distribution mais plutôt sur la facturation HT auprès d'EDF et éventuellement le renforcement des postes HT de la Régie. Le comité restreint a toutefois tranché en faveur de ce projet dans l'optique de soutenir le lancement de

<sup>26</sup> La pire situation étant celle où un DNN achète son électricité en Heures Pleines au Tarif Vert mais se trouve contraint à revendre au détail en Heures Creuses, entraînant une perte sèche à un moment où la courbe de charge accuse un pic suite au déclenchement des chauffe-eau. Situation qualifiée par les DNN « d'encerclement tarifaire » (Monnier, 1983).

la tranche MDE. Par la suite, la régie de la Vienne a pu vérifier qu'il y avait bien des gains en terme de qualité de fourniture (RSIEDV, 1998).

Le dernier projet « macro » est en fait intermédiaire entre l'action sur des départs en contrainte et le projet macro de type mono-technique, ce projet enrichit quelque peu la typologie initiale. Dans ce projet, on repère des zones du réseau sensibles aux contraintes et l'on tente de cibler par la suite des clients au moyen d'actions proposées sous forme de « paquets » en fonction des paniers d'usages des clients.

Malgré une certaine diversité des projets les opérateurs se sont essentiellement concentrés sur le traitement de départs en contraintes : 41 projets sur 49. Les autres projets sont en nombre plus limités car leur efficacité est plus difficile à apprécier a priori. De ce fait, l'examen du FACÉ est plus méticuleux. Ainsi les grands projets « macro » tendent à mettre plus de temps à être réalisés, le FACÉ demandant des compléments d'information fréquents.

#### 2.4.3 Les aléas de la réalisation des projets de MDE sur les réseaux ruraux

Pour apprécier les difficultés de la phase d'apprentissage de la MDE, il est utile d'examiner le parcours des projets après leur acceptation. Un projet accepté ne signifie pas qu'il sera forcément réalisé ; cela signifie que le FACÉ versera 70 % du montant TTC du projet au maître d'ouvrage. C'est la raison pour laquelle le parcours des projets acceptés reflète assez fidèlement l'apprentissage des acteurs de la MDE.

Considérons le tableau suivant qui présente les réalisations effectives à la fin de l'année 1998.

**Tableau 3 : État d'avancement des projets de MDE à la fin de l'année 1998  
(en % par type de projet)**

Type de projet	État d'avancement fin 1998				Nombre total de projets
	Terminé	Travaux en cours	Gelé	Abandonné	
Décalage chauffe-eau	50	50			2
Départ en contrainte < 2 ab	35	17	22	26	23
Départ en contrainte > 2 ab	22		22	56	18
Eclairage public			50	50	2
LBC	67			33	3
Macro		100			1
<b>Ensemble des projets</b>	<b>31</b>	<b>12</b>	<b>20</b>	<b>37</b>	<b>49</b>

Source : ADEME.

Sur l'ensemble des projets acceptés entre 1995 et 1998, 31 % étaient terminés fin 1998, 12 % en cours de réalisation et 20 % gelés, c'est-à-dire en situation incertaine quant à leur réalisation, enfin, plus du tiers des projets ont été abandonnés (37 %). La situation

intermédiaire de gel des travaux créait un risque d'abandon qui concernait pas moins du cinquième des projets.

Les différentes catégories de projets sont diversement touchées par les aléas de réalisation. Les projets de décalage de chauffe-eau se sont réalisés correctement. A contrario, l'unique projet d'éclairage public a été abandonné. Enfin deux des trois projets de LBC ont été réalisés et un abandonné. Le projet « macro » hors typologie est maintenant réalisé.

Par contre, les projets de départs en contraintes ont été assez diversement réalisés :

- les départs en contrainte à un client sont réalisés ou en cours pour 51 % d'entre eux et 26 % ont été abandonnés ;
- les départs à plus d'un client sont par contre réalisés pour 22 %, et sont abandonnés dans 56 % des cas.

Les projets de type micro avec de nombreux clients s'avèrent donc plus difficiles à réaliser. Avec des taux de réussite opposés. Ceci nous incite à examiner les causes des difficultés de réalisation des projets.

Notre enquête permet de regrouper en quelques catégories de difficultés les motifs d'abandon des projets de *départs en contrainte* sur lesquels nous disposons d'informations suffisantes. Nous regroupons les différentes catégories selon les classes suivantes de difficultés : acceptabilité, techniques, économiques et organisationnelles.

**Tableau 4 : Causes des abandons de projets micro entre 1995 et 1998**

	Catégories de motifs d'abandons	Nombre d'occurrences	%	% par groupe
Difficultés d'acceptabilité	Acceptabilité des clients	7	16	30
	Acceptabilité des maîtres d'ouvrages	1	2	
	Acceptabilité pour motif d'équité/juridique	5	12	
Difficultés techniques	Insuffisance évaluation technique électrique	5	12	28
	Insuffisance évaluation technique MDE	1	2	
	MDE inadaptée	6	14	
Difficultés économiques et d'organisation	Insuffisance évaluation économique	4	9	25
	Coordination entre acteurs	4	9	
	Financement du projet	3	7	
Autres motifs	Motifs inconnus	7	16	16
	<b>Total</b>	<b>43</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Source : d'après ADEME, 1998.

- Les motifs d'acceptabilité regroupent trois modalités :



- **les clients** : soit ils acceptent mal les contraintes imposées, soit ils doutent de l'efficacité ou bien se désengagent ultérieurement par découragement ;
  - **les maîtres d'ouvrages** : il s'agit soit d'une hostilité déclarée aux solutions proposées ou d'un découragement relativement aux délais de décision du Conseil du FACÉ pour des projets de montants très modestes ;
  - **les motifs juridiques ou d'équité** : ils relèvent plus du point de vue du régulateur qui invoque le plus souvent l'entorse à l'égalité de traitement ou des contraintes trop fortes sur les comportements des clients. En ce qui concerne les maîtres d'ouvrages, deux obstacles juridiques importants se sont manifestés : d'une part l'impossibilité d'utiliser des fonds publics pour des usages privés et l'impossibilité de récupérer la TVA sur les investissements destinés aux clients.
- Les motifs techniques recouvrent :
    - **l'inadaptation des outils d'EDF** : l'imprécision des calculs électriques, la présence d'erreurs dans la configuration locale du réseau de la GDO<sup>27</sup>,
    - **les insuffisances des méthodes d'évaluation de la MDE** : l'imprécision des outils de calcul disponibles, les incertitudes des calculs ex-ante, le manque de solutions adaptées aux problèmes précis ;
    - **l'inadaptation ex-post de la MDE** : ceci recouvre le fait qu'a posteriori une fois l'étude réalisée on constate qu'il n'y a pas besoin de faire d'opération de MDE ! Soit parce que les mesures sur site montrent qu'il n'y a pas de contrainte ou bien parce que l'on constate un usage sur lequel on ne peut rien faire, ou encore le matériel MDE adapté n'est pas disponible.
  - Les motifs économiques et d'organisation recouvrent :
    - **L'insuffisance de l'évaluation économique** : les maîtres d'ouvrages présentent un projet dont le calcul économique est remis en question du fait des incertitudes ou du non respect de la méthode préconisée par le FACÉ ;
    - **les défauts de coordination entre acteurs** : l'étude MDE a été acceptée mais un renforcement a été tout de même fait par la suite, soit le préfet bloque un dossier, soit un syndicat est bloqué par sa fédération ;
    - **le financement** : le FACÉ ou les maîtres d'ouvrages imposent certaines conditions sur des projets, les clients, ce qui cause l'abandon du projet.
  - Les motifs **inconnus** : l'absence d'information sur les projets abandonnés dans une phase d'expérimentation montre que les circuits d'information sont imparfaits ; il aurait été utile pour de disposer des motifs d'abandon bien que leur nombre se limite à 7 projets.

---

<sup>27</sup> Ce sont des problèmes assez fréquents en rural qui sont corrigés peu à peu lors d'une intervention sur les réseaux.

Le tableau montre que les différents motifs tendent à s'équilibrer dans l'ensemble. Les problèmes d'acceptabilité sont les plus fréquents (30 %), notamment du point de vue des clients (16 %). Viennent ensuite les problèmes d'évaluation technique (avec 28 % des cas) dont le premier motif est l'inadaptation a posteriori de la MDE, (14 % des cas) ou les imprécisions des données électriques d'EDF (12 %). Les défauts de coordination et les problèmes économiques (25 % ces cas) relèvent pour l'essentiel du résultat des interactions entre le FACÉ et les maîtres d'ouvrages. Une configuration typique est que le FACÉ accepte un projet sous réserve d'un complément d'information qu'il juge insuffisant par la suite, ce qui motive un abandon de la part du maître d'ouvrage. Enfin, les abandons pour des raisons qui sont inconnues représentent 16 % des occurrences.

Les causes d'abandon des projets considérés (soit 16 projets de départs en contraintes) apparaissent principalement motivées par des questions d'acceptabilité ou de technique. Les aspects institutionnels ne sont pas négligeables d'autant plus que, dans la période considérée, la transposition de la directive européenne sur la réforme du secteur de l'électricité était en cours de discussion, ce qui suscitait les réticences des syndicats maîtres d'ouvrages vis-à-vis de certains projets.

Pourtant, ces difficultés que la MDE a dû affronter n'ont pas eu raison de cette innovation dans le cadre du régime d'électrification. Les acteurs de l'expertise ont fait un travail de fond, dans un environnement peu favorable, ce qui n'aurait pu se faire sans le soutien de l'ADEME, d'EDF et de quelques collectivités intéressées par la démarche, ni sans le soutien de la tutelle du régime d'électrification rurale, à savoir les membres du Comité Restreint du FACÉ.

Lorsque l'on relit la circulaire du 6 mars 1995, la vision initiale de la pratique de la MDE paraît plus relever du registre des vœux pieux que de l'impulsion d'une réforme de l'électrification rurale. En l'absence d'études préalables sur ce que pouvaient être les potentiels de MDE, la tranche ENR-MDE du FACÉ et son montant de 100 MF pouvait paraître comme un choix destiné à « enliser » cette pratique nouvelle. Mais le volontarisme du Président du Groupe de Travail du X<sup>e</sup> Inventaire d'électrification rurale (Martin, 1995) a contribué fortement à dégager ces 100 MF le volume de travaux du FACÉ<sup>28</sup>.

---

<sup>28</sup> Ce dernier préconisait une enveloppe de MDE *supplémentaire* au budget du FACÉ et non pas une tranche spéciale sur ce dernier. Ce point de vue s'est partiellement réalisé plus tardivement dans le cadre d'un partenariat entre l'ADEME et EDF.

Notre propos est de comprendre pourquoi la MDE sur les réseaux ruraux a eu tant de difficultés à émerger, sachant que depuis 2000, seules quelques études de faisabilité encore expérimentales, ainsi qu'un projet dans la Loire ont été réalisés.

## **2.5 LES RAISONS D'UN ÉCHEC RELATIF**

A la vue des difficultés de la tranche ENR-MDE, l'écart entre les sommes allouées et les réalisations soulève un ensemble d'interrogations sur les causes de cet échec relatif. Le bilan est faible parce que les moyens étaient surévalués puisque les potentiels n'étaient pas à la hauteur des moyens.

Nous partirons de l'hypothèse selon laquelle la tranche MDE-FACÉ s'assimile à un ajustement du régime institutionnel de l'électrification rurale. Cette affirmation renvoie à des développements théoriques nombreux sur la formation, le fonctionnement et l'évolution des institutions économiques. Nous chercherons à expliciter les causes de la résistance du régime d'électrification rurale face à l'innovation que représente la MDE, en montrant que les aspects institutionnels sont bien plus importants que les aspects techniques pour expliquer l'échec relatif de la tranche MDE du FACÉ.

Deux sous périodes se distinguent clairement : de 1995 à 2000, celle de l'expérimentation laborieuse, et après 2000 où la modernisation du service public donne un coup d'arrêt à la MDE sur les réseaux ruraux mais pas à l'expérimentation, du fait que le financement des expériences est assuré conjointement par l'ADEME et EDF, dans le cadre de leur accord. La loi de réforme de l'industrie électrique du 10 février 2000, loin d'avoir amélioré la situation, l'a au contraire aggravée. En effet, l'article 17 laisse entendre un transfert de responsabilité des politiques de MDE aux collectivités locales, et ceci dans un sens très large. Un décret du Conseil d'État devait permettre de fixer « les conditions dans lesquelles les collectivités concédantes peuvent faire prendre en charge par leurs concessionnaire des opérations de maîtrise de la demande d'électricité ». En l'absence de ce décret, les réalisations sont bloquées depuis l'année 2000. Pire encore, l'article 17 a été modifié par la seconde loi de réforme électrique du 3 janvier 2003 et le décret a été enterré définitivement par la suite. S'il semble bien que la MDE telle que nous l'avons présentée reste d'actualité, il n'en demeure pas moins que ses conditions de réalisation ne sont pas encore complètement clarifiées.

### **3 Conclusion**

Ce chapitre liminaire introduit l'objet de notre thèse par le biais d'une présence des difficultés de diffusion de l'approche de MDE sur les réseaux de distribution rurale initiée à l'issue du X<sup>e</sup> Inventaire de l'électrification rurale. Une partie du budget du FACÉ a été dégagée pour le financement de projets d'action sur la demande en substitution aux travaux d'extension et de renforcement des réseaux ruraux de distribution électrique basse tension. L'idée directrice du projet était d'encourager les acteurs locaux dans le cadre du système de subvention géré par le FACÉ à substituer des actions sur les puissances des clients là où elles s'avéreraient moins coûteuses à l'option de renforcement classique. La faible densité des réseaux ruraux permettait d'anticiper des potentiels substantiels que les collectivités étaient censées pouvoir exploiter avec l'aide d'autres acteurs. Les réalisations se sont avérées décevantes et nous invitent à dresser un constat d'échec relatif.

Partant de ce constat, nous proposons une grille d'analyse en termes d'inertie institutionnelle mettant en valeur les éléments de la dépendance de trajectoire institutionnelle antérieure. On remonte aussi aux causes de l'échec relatif de cette innovation institutionnelle en terme d'économie publique positive (économie des Public Choices).



**Première partie :**  
**Les difficultés d'insertion d'une innovation institutionnelle**  
**dans le système de régulation d'un service public :**  
**le cas de la Maîtrise de la Demande d'Électricité dans le régime**  
**d'Électrification Rurale en France**

« The implicit assumption of neoclassical theory that institutions don't matter and can be ignored in policy prescription is itself a prescription for disaster »

Douglas C. North., *Institutions Matter*, 1994

« S'il faut une certaine témérité pour s'attaquer aux légendes économiques, il n'en faut aucune pour les perpétuer : elles se perpétuent donc »

John Kenneth Galbraith, *L'heure des libéraux*, 1960

## **Introduction de la première partie**

Cette première partie retrace l'enchaînement des causes d'un échec relatif. Plus précisément, il s'agit d'expliquer les difficultés de l'ajustement d'un système de régulation soumis à une forte dépendance du sentier (North, 1991).

Dans le chapitre liminaire, nous avons rappelé les difficultés de mise en application de l'innovation de la MDE. A partir de ce constat, nous définissons un questionnement en deux temps : pourquoi est-il si difficile de faire émerger cette innovation dans le contexte particulier du régime d'électrification rurale ? Comment favoriser le développement des actions de MDE dans le cadre du régime d'électrification rurale ?

Pour répondre à la première question, nous proposons une relecture de l'histoire du régime d'électrification rurale. Dans le chapitre 1, nous remontons aux origines du régime afin de cerner les éléments structurels les plus caractéristiques de son histoire. Après la période de l'entre-deux guerres, qui voit la genèse du régime puis dans l'après-guerre, celui-ci doit s'intégrer dans la mutation du secteur électrique que constitue la création d'Électricité de France. L'articulation entre EDF et le régime d'électrification rurale s'est faite sur un compromis ambigu (Bonaïti, 1996), qui, sous l'effet de l'inertie institutionnelle, aboutit à la dérive du régime d'électrification rurale analysée par Colombier (1992), et s'est accrue depuis. L'introduction de la MDE constitue une tentative infructueuse jusqu'à présent d'endiguer cette dérive.

Dans le chapitre 2, l'analyse économique de l'électrification rurale est présentée dans les termes de l'économie publique et de l'optimum de second rang. Nous aborderons l'articulation entre la doctrine optimisatrice de la tarification d'EDF et l'équité territoriale dans le cadre du régime d'électrification rurale. Les pratiques tarifaires sont issues d'un ancrage théorique fort, dont l'article de Boiteux (1956), sur la tarification des monopoles publics soumis à une contrainte d'équilibre budgétaire est emblématique. La mise en pratique de ces principes par le monopole public est profondément associée par celui-ci à l'efficacité des usages. Mais la dynamique des consommations en distribution rurale montre que l'optimalité du signal-prix est éloignée de la réalité lorsqu'on examine le fonctionnement réel du marché, l'organisation institutionnelle, et les jeux d'acteurs. Le jeu ambigu entre l'État, EDF et les collectivités a poussé la croissance des investissements sur les réseaux ruraux du fait d'une pénétration des usages thermiques dans les zones rurales facilitée par la péréquation

des tarifs. Cette évolution n'a pas été critiquée parce qu'elle participait d'une stratégie de développement des usages thermiques assise sur le marché rural. Ce n'est que dans les années 1990 que la dérive des coûts de renforcement a alimenté une interrogation sur la légitimité de cette stratégie, une fois les difficultés des « collectivités investisseurs » admises.

Nous montrons aussi dans cette première partie l'intérêt de la MDE dans le but d'exploiter les gains d'efficacité collective et nous en esquissons les possibilités d'expansion.





# **Chapitre 1 : Le régime d'électrification rurale : de l'équité redistributive à l'approche commerciale de la fourniture**

« [...], les syndicats intercommunaux ont été les instruments essentiels de l'électrification rurale »

Notes et documents statistiques sur l'électrification rurale  
Direction des eaux et du Génie Rural, Paris, 1932 p. 9

## **Introduction**

Ce chapitre retrace l'histoire économique du régime d'électrification rurale. La problématique de l'électrification rurale est resituée d'abord dans le contexte historique du début du XX<sup>e</sup> siècle. Le régime d'électrification rurale émerge sous l'influence croissante des élus ruraux dans la formation du secteur de l'électricité en France, au point d'inverser le rapport de forces entre élus et industriels dans les années 1930. Ceci explique l'extrême longévité du régime d'électrification rurale qui a été préservé à la création d'EDF en 1946. Malgré les fondements unificateurs de celle-ci, nous montrons ensuite comment l'œuvre entreprise avant-guerre a pu être menée à bien, puis a divergé de son objectif initial. Pour cela, on reconstitue les tendances des consommations d'électricité rurales longtemps très faibles, puis rattrapant peu à peu les consommations urbaines pour finalement les dépasser entre 1975 et 1980. Dans un troisième temps, on analyse le paradoxe apparent entre une couverture quasi-totale du territoire dès 1970, et la forte croissance des besoins de l'électrification rurale associés à une stimulation de la demande par le concessionnaire des réseaux dans les décennies suivantes. Nous montrons comment le système de solidarité nationale s'est détourné de cet objectif sous le poids de la dynamique technique et de l'inertie institutionnelle.

### **1     *Historique du régime d'électrification rurale***

L'histoire du régime d'électrification rurale est intimement liée à celle du renforcement de la régulation centralisée du secteur électrique français dans son ensemble. Les paragraphes qui suivent présentent une synthèse de l'histoire du régime d'électrification rurale de ces origines à son état actuel.

## 1.1 AU TOUT DEBUT DE L'ÉLECTRIFICATION RURALE

En France, l'énergie électrique se popularise dans le dernier quart du XIX<sup>e</sup> siècle, avec la première exposition internationale de l'électricité à Paris, en 1881 (Cardot, 1986). Très vite, le problème de l'organisation de la distribution de ce fluide se pose. La loi municipale de 1884 autorise les communes à organiser une distribution publique d'électricité dont la forme institutionnelle s'est naturellement inspirée des distributions de gaz du fait de leurs similitudes : organisation communale, usines de production, réseaux de distribution. La loi du 25 juin 1895 établit les rapports de bon voisinage entre réseau électrique et les autres réseaux bien que le réseau électrique soit d'abord perçu comme un gêneur notamment pour les réseaux de téléphone et télégraphes (Mouy, 1993, p. 133).

C'est en 1906 que l'on attribue la qualité de service public à la distribution d'électricité. La loi sur les distributions d'énergie du 15 juin 1906 fixe des conditions permettant l'essor de l'énergie électrique, dans le cadre d'un régime de concession (Colli, 1986).

La concession de distribution était le plus souvent communale. Pas moins de 20 000 concessions existaient déjà en 1914 ; chaque concession étant en principe accordée à une entreprise particulière, le morcellement était donc considérable (Ramadier, 1986, p.126). En raison de l'omission des questions de prix dans cette loi, d'importants écarts de prix se manifestent pour une même catégorie de clients entre les différentes concessions.

L'électrification rurale demeurerait une exception limitée à l'initiative de pionniers organisés en coopératives (Cayron, 1995, p.6). Ainsi au début des années 20, près de 80 % des communes n'étaient pas électrifiées, et dans les 20 % restants, seule l'agglomération principale l'était (Kelhetter, 2001, p. 105). Le critère du nombre de communes ayant une Distribution Publique sur leur territoire, masque en fait des disparités considérables de desserte de la population<sup>29</sup>. En 1932, on comptait 6.299 communes essentiellement rurales sans distribution publique (Morsel et al, 1994, p. 168). L'effectif des communes rurales établissant une distribution publique s'est considérablement accru dans l'entre-deux guerres, période marquée par une réelle volonté de l'État de mener l'électrification des campagnes avec la participation des communes après la première guerre mondiale.

---

<sup>29</sup> En fait, on ignore combien d'habitants disposent de l'électricité, ce ne sera qu'au recensement de 1946 qu'une statistique précise sera disponible.

L'État prend le parti de ne pas faire dépendre l'électrification rurale de perspectives de profit, le motif principal étant l'aménagement du territoire dans une perspective de service public :

« Les réseaux ruraux doivent être considérés par les pouvoirs publics comme une nouvelle forme spécialisée d'un service public, analogue à la voirie » (Nadau, 1993, p.105 et Morsel et al, 1994, p. 1208).

L'électricité est alors vue comme le moteur de la modernisation du monde rural justifié par son rôle d'accélérateur de croissance qui lui est conféré (Nadau, 1987). Le thème de la dette morale envers les campagnes particulièrement touchées par la première guerre mondiale suggère que le pays devrait se mobiliser pour l'électrification des campagnes. Les motivations de l'engagement de l'État en faveur de l'électrification rurale se situent donc sur trois plans : l'équité spatiale et la solidarité nationale (la dette morale), l'aménagement du territoire (le frein à l'exode rural par le biais du développement) et les externalités positives liées à la co-évolution du rural et de l'urbain (amélioration des conditions de vie, de la productivité et en retour de la croissance nationale).

La densité de population rurale française n'est pas la plus faible d'Europe, mais l'habitat rural est très dispersé, ce qui fait que les besoins en investissement apparaissent très importants. En outre, la loi française impose des conditions très restrictives de construction des réseaux de distribution, notamment pour le placement des réseaux MT, ce qui tend à renchérir les coûts d'établissement tout en conditionnant fortement la structure des réseaux. La solution technique dominante sera de développer des réseaux BT arborescents avec de très longs départs issus de postes de transformation maçonnés (Colombier, 1992, p.18).

Le premier pas vers une aide explicite de l'État pour l'électrification des campagnes est le vote de la loi du 2 août 1923, par le biais d'un double système de financement pour « les dépenses d'établissement des réseaux ruraux de distribution électrique ». Ce sont les prêts spéciaux de l'Office national du Crédit Agricole, celui-ci bénéficiant d'avances de l'État. La circulaire du 5 janvier 1924 qui définit les conditions d'attribution des prêts enclenche une dynamique de projets soutenue durant les vingt années suivantes.

L'État souhaite que les collectivités locales rurales mobilisent leurs ressources propres en complément. La première tranche de 600 MF de subventions doit être complétée par un effort local de même ampleur.

Au début de l'année 1934, on constatait des progrès considérables dans l'avancement des travaux : 91% des communes électrifiées (non compris les écarts). C'est-à-dire une population desservie de plus de 90% dans 60 départements mais inférieure à 60 % dans 42 départements. Globalement on estime que 80 % de la population rurale est desservie à cette date. Les longueurs de lignes MT et BT construites passent de 23 000 km en 1929 à 440 000 km en 1934. (Stahl, Morsel et al, 1994, p.375). Ces premiers succès allaient aboutir à la création du régime d'électrification rurale tel que nous le connaissons aujourd'hui.

## **1.2 LA GENESE DU REGIME D'ÉLECTRIFICATION RURALE**

### **1.2.1 La prise en main par un corps d'ingénieurs d'État**

L'électrification rurale repose sur un mode d'organisation particulier car elle fut conduite par des notables, des politiques et des fonctionnaires (Nadau, 1993, p.104). L'hostilité du corps des ingénieurs des Ponts et Chaussées, faite de réticences fondées sur les obstacles techniques fit que les politiques préférèrent transférer les compétences au tout jeune corps du Génie rural<sup>30</sup>. Celui-ci, tout récent, se sent investi d'une mission soutenue par les élus :

« mettant au service du syndicat (de communes) cette activité féconde qui est le propre de ce corps de fonctionnaires modernes et qui s'exerce toujours loin des cartons verts, je veux dire, au grand air, parmi nos paysans » (Nadau, 1993, p.109).

Contrairement au Ponts, le Génie rural n'a pas la maîtrise d'œuvre des travaux, c'est donc la collectivité concédante qui en dispose ; elle confie la réalisation de l'étude aux ingénieurs du Génie rural, puis règle l'entreprise de construction. De cette forme d'organisation va émerger la notion du contrôle de l'exploitation des réseaux ainsi établis, conformément à la volonté des collectivités locales de disposer d'un droit de regard étendu sur la réalisation du service public concédé.

La tâche de l'ingénieur du génie rural est de concilier les réalités locales, les contextes économique, humain, et la solidarité nationale à travers la subvention, ce qui fait que chaque projet est traité de manière spécifique. C'est une seconde caractéristique forte du régime d'électrification rurale : un niveau très élevé de décentralisation des choix, dont la traduction technique est l'œuvre de l'ingénieur du Génie rural. Son rôle est central : il lui est demandé de trouver pour chaque cas une solution « économiquement raisonnée » (Nadau, 1993, p.110). Il

---

<sup>30</sup> Créé en 1918 à partir du Service des Améliorations agricoles, ses ingénieurs issus de l'Agro, se sentirent investis d'une mission au service des communes et des syndicats de communes.

est admis que par leur double formation (Agro et Electricité), ils sont à même de juger de la rentabilité des projets à l'aune des usages qui en seront faits : « le Génie rural se présente moins comme un service technique que comme un service d'action économique » (ibid., p. 110). L'ingénieur est donc acteur au niveau local et national, puisqu'il définit le projet technique, rédige le dossier de subvention, calcule son niveau à partir du coût par habitant desservi, veille à prendre en compte les handicaps naturels et surveille la bonne réalisation des travaux.

### **1.2.2 La flexibilité de l'organisation du pouvoir concédant**

Un autre facteur du succès de l'électrification rurale est lié à la possibilité laissée par le législateur aux groupes de communes de créer des distributions d'électricité dans le cadre de la loi de 1906. La souplesse de ce cadre a fait de l'électrification rurale le modèle de la coopération intercommunale pour d'autres domaines<sup>31</sup> (Morsel et al, 1994, p. 372, Kelhetter, 2001, p. 106). L'organisation syndicale intercommunale permet en effet d'importantes économies de coordination : une administration de la concession simplifiée, des rapports avec les administrations déconcentrées facilités, un pouvoir de négociation accru, un cahier des charges unique, moins de dossiers d'emprunt, de demande de subventions, des marchés de travaux publics moins nombreux... C'est le régime de la concession qui retient la faveur des syndicats ruraux, puisque, en 1932, 92,8% des communes rurales sont électrifiées sous ce régime<sup>32</sup> (Morsel et al., 1994, p. 372). Les techniques adoptées sont bien maîtrisées mais se révéleront parfois périmées après 1945 (Felder, 1994). Ceci confirme l'hypothèse d'une stratégie de maximisation de la couverture.

### **1.2.3 L'organisation du pouvoir des collectivités sur le service public de distribution**

Les premiers succès de la mobilisation des élus ruraux autour de leurs syndicats structurent des réseaux d'acteurs locaux originaux pour former le socle de l'indépendance d'un régime de régulation naissant. Au début des années 1930, les préoccupations des élus ruraux se manifestent sur trois plans : le premier, l'asymétrie de pouvoir de négociation entre les

---

<sup>31</sup>En 1920 on comptait une vingtaine de syndicats intercommunaux aux objets divers ; en 1934, il existait 1 674 syndicats d'électrification et 1 800 à la fin des années 1930. Par la suite, le syndicalisme communal servira de modèle pour l'organisation d'autres services publics, notamment dans la distribution d'eau potable, avec un décalage de vingt ans environ mais un rythme tout aussi soutenu : 290 en 1934, 1 641 en 1953, 2 079 en 1979, (Kelhetter, ibid. p. 107-108).

<sup>32</sup> Cela s'explique aussi par les résistances de l'industrie à la création d'entreprises locales de distribution coopératives (SICAE) : par exemple, la création de SICAE s'arrêta en 1925, Cayron (1994, p.6).

collectivités locales vis à vis de leurs concessionnaires ; le second, les grandes difficultés de financement des réseaux ; le troisième, les disparités de prix de vente entre concessions ainsi que leur niveau moyen considéré comme trop élevé. Le coût d'électrification des campagnes était conséquent, si bien qu'en moyenne, le prix du kWh sorti de la centrale doublait lorsqu'il était rendu au consommateur rural. De plus, l'essor de la consommation rurale avait accru les coûts du transport, masquant les bénéfices de la baisse du prix du kWh à la production (Morsel, 1986 p.112).

L'insolente santé du secteur industriel de l'électricité, et sa concentration croissante accréditait l'idée d'une influence des concessionnaires si grande que l'on parlait de « trusts » constitués en groupes puissants se partageant le territoire national. L'extrême variabilité des prix tenait essentiellement aux conditions chaotiques de la négociation des concessions. Les prix étaient différents d'un département à un autre, et souvent au sein d'un même département, d'une commune à une autre, sans logique apparente. En fait, les tarifs étaient bas lorsque la concurrence avait joué dans l'établissement de la concession (éventuellement sous la menace d'une exploitation en régie). Pour 1150 concessionnaires environ, soit 14 000 concessions on obtenait pas moins de 40 000 tarifs différents (Morsel et al. 1994 p. 391) ! Ce constat aboutit à un débat vif politique en 1934.

Parallèlement, trouvant dans les préoccupations de l'État une convergence de leur vision locale, après quelques essais aussi infructueux que dispersés, les élus ruraux décident de se coordonner au plan national. Le 29 janvier 1934, est créée la « Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies », (FNCCR). Le programme de la fédération se structure autour de trois points : (1) renforcer les moyens d'action des communes face aux concessionnaires, (2) abaisser et adapter les tarifs à la nature des usages de l'électricité, (3) augmenter l'aide financière aux communes rurales pour la construction de réseaux.

La fédération soutenait qu'en définitive, les communes et leurs syndicats, avec l'aide de l'État, avaient supporté l'essentiel de l'effort collectif. De ce fait, les élus autour de la FNCCR se posaient en défenseurs légitimes des consommateurs qui étaient aussi des contribuables et des électeurs ; ils avaient de plus, permis de faire ce que l'initiative privée n'aurait pu réaliser : la démocratisation de l'accès à l'énergie électrique.

Les collectivités locales, prennent alors conscience qu'en organisant le service public de distribution d'électricité, elles s'engagent auprès de leurs administrés, du fait d'une pression

fiscale accrue pour rembourser les emprunts contractés. Le client étant par nature captif, elles réalisent que leur rôle d'autorités concédantes est aussi de contrebalancer le pouvoir des distributeurs. S'il existait des éléments objectifs pour certains cas qui justifiaient des tarifs élevés, ce sont plutôt les défauts de coordination de l'industrie dans son ensemble, sa concentration et son pouvoir de marché dans la négociation des contrats de concession qui expliquaient des tarifs ruraux jugés excessifs.

#### **1.2.4 Le principe du fonds de péréquation**

C'est dans la suite du débat extra parlementaire de 1934-1935 que l'action des élus ruraux fédérés par la FNCCR se fera durablement sentir sur la régulation du secteur électrique. En juin 1936, la fédération adopte en interne l'idée d'un fonds de péréquation destiné à aider les collectivités rurales dans leur effort d'électrification enclenchant un vif débat contre certains élus soutenant les positions de l'industrie. Ce n'est que dans la nuit du 31 décembre 1936 au 1<sup>er</sup> janvier 1937 que le Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification (FACÉ) est créé. C'est à partir de cette date que l'on peut parler de la naissance d'un régime d'électrification rurale *stricto sensu*. Les modalités de fonctionnement du fonds n'ont cependant pas été profondément modifiées depuis l'origine.

Une fois le FACÉ créé, les élus prennent conscience que si l'électrification des campagnes va s'accélérer, les consommations rurales sont encore faibles. La FNCCR promeut l'idée du contrôle des concessionnaires et de service public de distribution d'électricité pour assurer le développement des besoins :

« Nous considérons que l'électricité, expression la plus complète de l'énergie, transformable à volonté en froid, en chaleur, en lumière, en force motrice, est chose publique par excellence » (Nadau, 1993, p.109).

Les élus membres de la FNCCR, estiment que c'est aux syndicats de faire l'éducation des clients et de conduire la diffusion des usages en l'adaptant aux besoins et au pouvoir d'achat des ruraux. Un obstacle technique de taille s'y oppose pourtant car les réseaux de la première heure ont été conçus pour permettre la diffusion des usages d'éclairage et de force motrice. Afin de préserver les intérêts des usagers et des entreprises, il est prévu un programme complémentaire d'équipement des réseaux existants avec une marge suffisante pour un développement des consommations.



### **1.3 LA PERENNISATION DU REGIME D'ÉLECTRIFICATION RURALE À LA NATIONALISATION**

La FNCCR dut se faire discrète durant l'occupation, en raison de son orientation socialiste. Elle resta néanmoins active, préparant les besoins futurs d'extension et de renforcement des réseaux. Elle reprit son activité au sein du CNR dès 1944, pour soutenir le projet de nationalisation des industries électriques et gazières. L'esquisse de la nationalisation était apparue avec les difficultés du financement du secteur électrique durant la seconde moitié des années 1930. Cette contrainte de financement réapparaît comme argument. L'État, pour combler son déficit courant se trouve en concurrence avec le secteur électrique, lui aussi demandeur de capitaux importants (Scheurer, 1994).

Lors des débats relatifs à la création d'EDF par la loi de nationalisation du 8 avril 1946, le régime d'électrification rurale a été préservé et a réussi à garder son autonomie du fait de la mobilisation des élus ruraux sensibles aux enjeux importants autour des questions d'électrification. L'action de la FNCCR a été ici capitale, face à un ensemble de questions relatives au fonctionnement de la nouvelle entité EDF (Morsel et al., 1996, Beltran 1985, Colombier, 1992).

En échange de leur perte d'influence dans leur rôle d'organiseurs de la distribution électrique, les élus ont obtenu une place à la tête de l'entreprise. Les représentants des collectivités concédantes, désignés par les associations nationales les plus influentes se retrouvent au nombre de quatre dans le conseil d'administration d'EDF, (Beltran et al., 1985).

Ceci se comprend car dans le projet initial de nationalisation, il ne restait rien des prérogatives des collectivités locales. L'action des élus autour de Paul Ramadier permettra aux collectivités locales rurales de sauvegarder leurs attributions, mais dans le cadre d'une relation de concession dénaturée puisque le cahier des charges ne sera révisé que bien plus tard (Poupeau, 1997). Un accommodement implicite permet à EDF de trouver son autonomie en accord avec celle des collectivités locales rurales (Bonaïti, 1996).

#### **1.3.1 Compromis implicite et enjeu de décentralisation d'EDF**

Un dernier point, a joué dans la négociation du compromis entre l'EDF naissante et les collectivités locales. Il s'agit de la question des « établissements régionaux de distribution ». Le projet de loi de nationalisation prévoyait que l'EDF assurerait la mission de distribution par le biais de vingt-six établissements régionaux, indépendants de la direction. Cette

décentralisation d'un segment important de l'entreprise était vécue par la direction comme un affaiblissement du nouvel établissement. Ce projet fut « torpillé » par une stratégie d'enlèvement, dans laquelle la FNCCR a eu un rôle certain (Beltran & al., 1985). La création de ces établissements au niveau régional ou départemental, signifiait une double perte de pouvoir pour les collectivités locales. De tels établissements seraient entrés en conflit avec les syndicats départementaux, dont le président de la FNCCR défendait à l'époque la formation ; d'autre part, l'indépendance des établissements régionaux vis à vis de la direction d'EDF, signifiait aussi une perte d'influence des membres de la FNCCR au niveau du conseil d'administration d'EDF, lieu où les élus pouvaient influencer sur la détermination des tarifs. La FNCCR a donc défendu un double langage qui servit les idées de la direction d'EDF. Le projet des établissements régionaux fut donc abandonné en 1953.

### **1.3.2 Difficultés du compromis implicite : la renégociation des cahiers des charges**

Le nouveau cahier des charges type tarda à apparaître, et le statu quo perdura donc jusqu'en 1960 : le décret du 22 novembre établit ce nouveau cahier des charges type. Ce décret stipule les conditions de la révision des anciens contrats de concession. Cette révision ne se fera pas non plus, EDF invoquant le trop grand nombre de concessions existantes au moment de la nationalisation (14 000 environ). La révision aurait pris un temps « qui se comptait en siècles » (Boiteux, 1993), quand bien même le nombre des concessions se réduise par le biais de la création de syndicats départementaux (Morsel et al., 1996, pp.91-92). Ce n'est finalement qu'en 1992 qu'un nouveau cahier des charges sera établi, car la plupart des contrats arrivaient à échéance.

### **1.3.3 L'importance des besoins de l'électrification rurale à la nationalisation**

Dès lors, une fois son autonomie assurée, le régime suit le développement des investissements pour suivre la croissance des usages de l'électricité en zones rurales, au prix d'aménagements successifs décidés par le législateur.

L'enjeu était perçu comme d'autant plus fort que l'électrification des campagnes avait été interrompue par la seconde guerre mondiale et que les réseaux avaient vieilli. On estimait en 1946 que 70 % des réseaux électriques ruraux avaient 20 ans ou plus. Le développement des consommations, encouragé par les élus, nécessitait donc une importante vague de renforcements (Morsel et al., 1996, p. 169, et Colombier, 1992, p. 35). La FNCCR, en 1955, à

travers son délégué général, Georges Gilberton (membre du conseil d'administration d'EDF), expose les trois principales raisons de ce retard des consommations rurales françaises :

- une insuffisance de capacité des réseaux anciens bloquant la diffusion des usages à forte puissance ;
- un manque d'information des abonnés sur les avantages des tarifs dégressifs et l'insuffisance de la diffusion de ces derniers ;
- une qualité de fourniture insuffisante, en raison de chutes de tensions importantes et d'interruptions longues, d'où d'importants besoins d'amélioration de la qualité par une modernisation de la conduite des réseaux.

L'auteur d'en conclure :

« C'est à l'ensemble de ces causes qu'est due principalement la très nette insuffisance de l'équipement rural tant domestique qu'agricole que nul d'ailleurs ne conteste. Or la consommation ne se développera que dans la mesure où l'équipement lui-même se complètera et se perfectionnera, et les expériences de villages témoins ont toutes montré, sans exception qu'il existe dans le milieu rural un énorme potentiel de vente de ce matériel » (Morsel et al. 1987, p. 175).

L'auteur fait référence aux expériences de villages témoins<sup>33</sup> organisées par la FNCCR pour démontrer l'étendue et l'utilité de la diffusion de l'énergie électrique dans les zones rurales.

L'action des élus a orienté le jeu d'acteurs autour de la construction du compromis entre l'État, EDF et les partisans d'une décentralisation électrique, ce qui a permis la conservation en l'état du régime d'électrification rurale. Au sein d'EDF, l'hostilité aux établissements régionaux était justifiée par l'argument selon lequel leur grande indépendance du siège serait un obstacle à la réalisation de la péréquation tarifaire. Une fois le compromis stabilisé, EDF s'est attaché à réformer profondément la pratique de la tarification de l'électricité. L'accommodement implicite s'est trouvé stabilisé durablement autour d'un consensus orienté vers le développement des consommations rurales.

---

<sup>33</sup> Expériences de Magnet (Allier, 1939 et 1952), Limont-Fontaine (Nord, 1951), Bourg-Achard (Eure, 1953) et Bouilly-Souigny (Aube, 1954). Ces expériences offraient des conditions intéressantes aux abonnés pour encourager la consommation : gratuité des renforcements et branchements ; prêt d'appareils pendant un an ; facilités de crédit. L'expérience de Magnet en 1939 connut des difficultés en raison de besoins importants de renforcement des réseaux.

## **2 La dynamique des consommations rurales**

L'évolution des consommations rurales au long du XX<sup>e</sup> siècle manifeste toujours un retard sur les consommations urbaines, que les élus ruraux appelleront à combler, mais qui ne sera effectif que bien après l'achèvement de la couverture du territoire.

### **2.1 L'AVANT-GUERRE : ENTRE ACTE DE FOI ET VISION DE LONG TERME**

Avant guerre, au moment où 75% de l'électrification rurale est réalisée (hors écarts), l'industrie représente encore 53% de la consommation d'électricité rien que pour ses besoins de force motrice, alors que les consommations domestiques n'en représentent que 13,6%. Les élus ruraux justifient leur intervention en argumentant que la consommation rurale moyenne ne peut que croître dans le futur, puisque la France a la consommation par habitant la plus faible des grands pays industriels.

En rural, cette faiblesse s'explique d'abord par la barrière à l'entrée pour les usages de l'électricité que représentaient les réseaux commerciaux de produits pétroliers. Ces réseaux concurrents sont bien connus de leurs clients, visibles et inscrits dans une relation de confiance avec ces derniers : leur succès est plus concret. Ils ont de plus une dimension humaine que les électriciens ont plus de peine à construire. Les compagnies concessionnaires ne sont visibles que par leurs agents de relève des compteurs, ce qui leur confère une image plus proche de percepteurs que d'agents commerciaux dignes de confiance. Les concessionnaires restent polarisée sur la récupération des recettes si bien qu'ils négligent la promotion des usages ce qui restreint l'attrait de l'électricité. Il se crée une barrière informationnelle engendrant méfiance et réprimant parfois les électriciens de villages, « plus souvent policiers que conseillers » (Morsel et al, 1994, p. 1219).

Ensuite, l'énergie électrique voit sa progression freinée par la combinaison de deux facteurs : l'un d'ordre sociologique tient à une certaine méfiance du monde rural relativement à cette énergie nouvelle ; l'autre plus économique est que, dans bien des cas, l'énergie électrique demeure chère. Enfin s'ajoutent les contraintes techniques de réseaux conçus dans une optique extensive de maximisation de la couverture géographique. Dès lors, les contrats souscrits par les clients ne permettent de faire transiter que de faibles puissances et, les usagers demeurent avant tout intéressés par l'usage spécifique d'éclairage. Même dans les

expériences pilotes de démonstration telle que celle du village de Magnet en 1935<sup>34</sup>, l'expérimentation de certains usages nécessite au préalable un renforcement des réseaux.

La diversification des usages de l'électricité en milieu rural se fera sous la contrainte du rationnement durant l'occupation allemande. Dès 1940, une circulaire encourage la substitution de l'électricité au pétrole pour la force motrice. Mais la contrainte des réseaux demeure. Se pose de manière claire la question de la qualité de la distribution de l'énergie électrique face à la répartition entre usages. Ces questions n'ont pas été prises en compte dans la réalisation des grands programmes d'électrification rurale initiaux. Une irréversibilité technique se construit par le biais de la rigidité de la conception technique des réseaux retenue dans le projet initial d'électrification des campagnes. De plus, les liens commerciaux entre industrie d'équipement électrique et le monde agricole restent faibles. Dès lors, le marché rural se trouve contraint à une lente croissance des consommations reposant sur l'usage spécifique de l'éclairage, ou sur des segments industriels très étroits (sucreries, distilleries, irrigation...).

## **2.2 LES TENDANCES DE LA CONSOMMATION RURALE D'ELECTRICITE**

La demande d'électricité dans les zones rurales se singularise sur plusieurs plans. Tout d'abord, l'électrification rurale tardive s'est surtout concentrée sur le plus pressé, à savoir amener l'éclairage dans les habitations rurales. Partant de ce constat, elle n'a pu rattraper la consommation urbaine que tardivement, une fois la couverture du territoire en surface effectuée.

Les données sur les consommations électriques rurales sont recueillies au cours des inventaires d'électrification rurale. Ces sources sont essentiellement les déclarations des distributeurs recueillies par le FACÉ. L'étude des usages électriques des ruraux est basée sur les données des équipements des ménages ou des exploitations agricoles. Elle est en outre complétée par un portrait des profondes mutations des espaces ruraux dans la période considérée sur fond d'un recul du poids du secteur agricole et d'une imbrication du monde rural dans une armature urbaine à l'influence diffuse (Hilal et al., 1998).

---

<sup>34</sup> Cette expérience, patronnée par la Fédération des collectivités publiques électrifiées (future FNCCR), est à l'initiative du syndicat intercommunal d'électrification de l'Allier dont le président, A. Jaubert est aussi président de la Fédération (HEF2 p. 1219, note 70).

Nous avons vu qu'au début de l'électrification rurale, les consommations des ménages électrifiés, pour autant qu'elles soient connues restaient désespérément faibles aux yeux des collectivités locales très attachées à l'image de catalyseur du développement.

« [...] en 1950, la physionomie du village n'avait guère changé depuis 1900, hormis, le plus souvent, la présence du transformateur sur la place du village. » (Morsel et al., 1996, p. 616).

La facturation moyenne des abonnés ruraux d'avant guerre était de l'ordre de 5 kWh par mois, soit 60 kWh par an (Matly, 2001). L'écart urbain-rural était patent comme le montre le tableau suivant :

**Tableau 5 : Différentiel de consommations BT des ménages ruraux et urbains.**

	1946	1954	1962
Ruraux	184* / 265**	388	628
Urbains	373* / 513**	760	1250

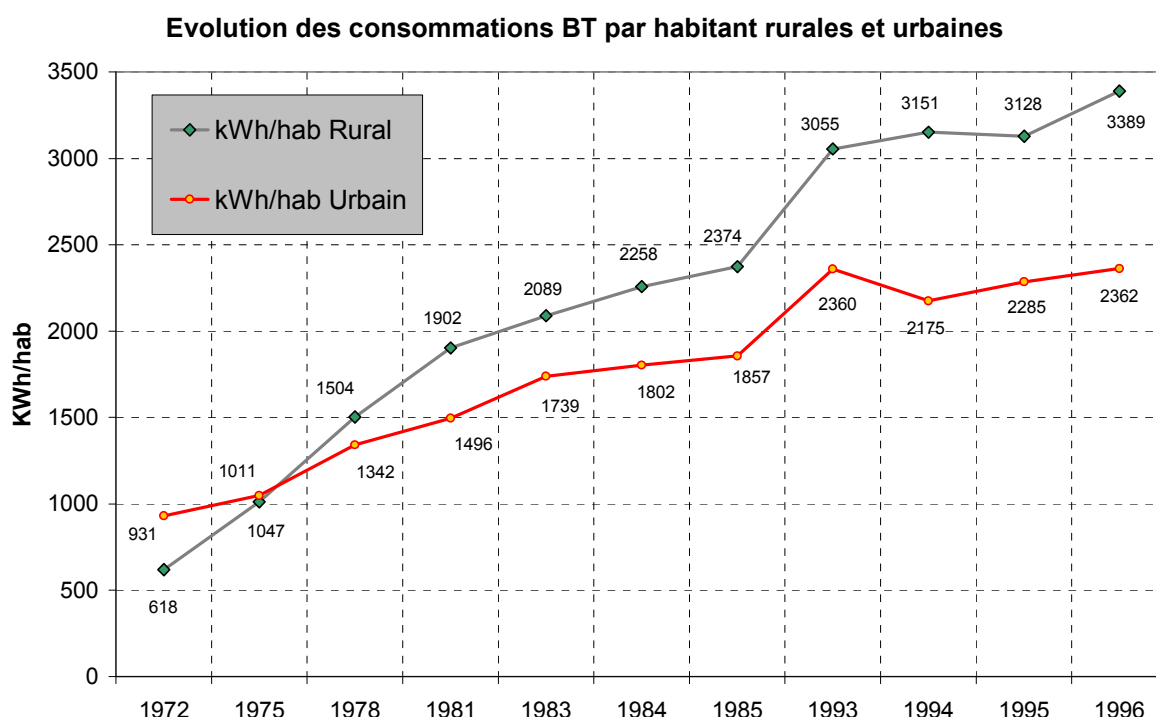
Source : d'après Morsel et al., 1996, p. 173 ; Felder, 1994 pour 1946.

\* Consommation domestique

\*\* consommation BT totale

Par la suite, les consommations rurales convergent progressivement vers le niveau des consommations urbaines à un taux de croissance plus élevé. Le niveau de consommation BT par abonné rural dépasse celui des urbains vers 1975 (Colombier, 1992). Ensuite la progression comparée des consommations rurales et urbaines dans le long terme (figure suivante) montre que l'écart entre consommations rurales et urbaines par habitant s'est régulièrement creusé pour atteindre près de 1000 kWh dans la période récente.

**Figure 1**



Note : L'interruption entre 1985 et 1993 sur la figure est due au manque de donnée, puisque pour le X<sup>e</sup> inventaire seules les consommations de la zone de desserte d'EDF ont pu être reconstituées.

On notera que l'écart de consommation varie selon le champ retenu pour faire la comparaison. Ainsi, selon Colombier (1992), les consommations rurales rejoignent celles des urbains dès 1975 alors que selon Felder c'est en 1980 que l'égalité est atteinte (Felder, 1994, p 123). Le premier se base sur les statistiques d'EDF indépendamment du périmètre institutionnel du régime d'électrification<sup>35</sup>, tandis que le second se base sur les statistiques du FACÉ. Mais, même si les deux analyses diffèrent sur la date, le dépassement est avéré.

### 2.2.1 L'influence du taux d'équipement

Les écarts constatés entre consommations rurales et urbaines sont expliqués par les différentiels d'équipement des ménages de ces deux espaces. Le premier facteur est l'équipement des logements. Une note d'EDF de 1985 estime que la très forte pénétration des usages thermiques est essentiellement expliquée par quatre facteurs : (1) l'absence de distribution publique de gaz, (2) la prépondérance de l'habitat individuel corrélatrice d'une moindre présence de chauffage collectif, (3) la plus grande dimension des logements et, (4) le

<sup>35</sup> Le calcul d'EDF repose sur la séparation des communes relativement au seuil de 2000 habitants agglomérés, tandis que les statistiques du FACE reposent sur la distinction entre communes sous régime ER et autres communes.

nombre moyen plus élevé d'habitants par logement (EDF, 1985). L'écart rural-urbain en 1984 pour les ménages s'établit ainsi à 25 %, tandis qu'à l'inverse les consommations des clients services publics étaient moitié moins importantes.

**Tableau 6 : Écarts de consommation rural-urbain en 1984.**

Type de clientèle	Zones rurales		Zones urbaines	
	% de la clientèle	kWh/client	% de la clientèle	kWh/client
Domestique	75,2	4 100	67,6	2 940
Agricole	11,3	6 148	0,8	6 889
Professionnels	9,3	8 093	24,8	8 843
Services publics	4,2	4 689	6,8	9 657
Ensemble	100	4 499	100,0	3 791

Source : EDF, direction de la distribution, 1985.

Ces données ne sont pas corrigées des transferts entre régimes urbain et rural. Cependant elles montrent clairement l'écart entre composition et consommations unitaires entre clients urbains et ruraux.

« La vive croissance constatée de la consommation unitaire en zones rurale semble être directement liée au retard d'équipement électrique des ménages et au développement du chauffage électrique. La stabilisation à terme de l'écart urbain/rural ne pourrait résulter que de la résorption de ce retard d'équipement (encore que la pénétration du chauffage électrique dans l'habitat rural existant est sans doute loin de son terme). » (EDF, 1985).

Si le premier argument se retrouve dès le début de l'électrification rurale, l'argument du sous équipement relatif des ménages ruraux à cette date est plus surprenant lorsque l'on considère les données sur l'équipement des ménages, voir le tableau suivant pour trois appareils électroménagers.

**Tableau 7 : Taux d'équipements comparés des ménages ruraux relativement au taux d'équipement nationaux pour trois usages (en %)**

	1973		1978		1981	
	Rural	Total	Rural	Total	Rural	Total
Lave-linge	66	65,7	79,5	76,6	85	81,1
Lave-vaisselle	4,4	5,3	11,1	12,7	16,7	17,6
Congélateur	19,8	10,1	41,4	23	50,1	19,3

Source : Colombier, 1992, p. 139.

Dès 1973 les ruraux se situent au même niveau que les urbains, les dépassant même pour le congélateur et le lave-linge. L'écart sur ces deux usages augmente jusqu'en 1981. Le poids du secteur du logement en zones rurales est donc prépondérant.



## **2.3 LES CONSOMMATIONS DANS LE LOGEMENT : UN FACTEUR EXPLICATIF MAJEUR**

La structure du parc de logement des communes rurales<sup>36</sup> au recensement de 1990 est donnée dans le tableau suivant.

---

<sup>36</sup> C'est-à-dire qui ne sont pas une unité urbaine.

**Tableau 8 : Répartition des énergies de chauffage des logements des communes rurales selon leur date d'achèvement en 1990**

	Effectifs par période d'achèvement					% de l'effectif total par période d'achèvement					Ensemble des logements		% du TOTAL des logements par date d'achèvement				
	Avant 48	49-67	68-74	75-81	81+	Avant 48	49-67	68-74	75-81	81+	Effectif	%	Avant 48	49-67	68-74	75-81	81+
<b>Logements individuels (total)</b>	<b>3605684</b>	<b>542508</b>	<b>631252</b>	<b>944008</b>	<b>945752</b>	<b>94,3</b>	<b>88,4</b>	<b>87,2</b>	<b>89,4</b>	<b>87,8</b>	<b>6669204</b>	<b>91,5</b>	<b>49,4</b>	<b>7,4</b>	<b>8,7</b>	<b>12,9</b>	<b>13,0</b>
Gaz	141820	31640	52688	78032	38960	3,7	5,2	7,3	7,4	3,6	343140	4,7	1,9	0,4	0,7	1,1	0,5
Fioul	693716	219344	303256	249848	77988	18,1	35,8	41,9	23,7	7,2	1544152	21,2	9,5	3,0	4,2	3,4	1,1
<i>Electricité</i>	<i>397992</i>	<i>64500</i>	<i>101676</i>	<i>375336</i>	<i>505416</i>	<i>10,4</i>	<i>10,5</i>	<i>14,1</i>	<i>35,6</i>	<i>46,9</i>	<i>1444920</i>	<i>19,8</i>	<i>5,5</i>	<i>0,9</i>	<i>1,4</i>	<i>5,1</i>	<i>6,9</i>
Bois	231488	33440	37036	58440	62916	6,1	5,5	5,1	5,5	5,8	423320	5,8	3,2	0,5	0,5	0,8	0,9
Autres*	36120	10388	5320	5196	3680	0,9	1,7	0,7	0,5	0,3	60704	0,8	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1
Sans**	2104548	183196	131276	177156	256792	55,1	29,9	18,1	16,8	23,8	2852968	39,1	28,9	2,5	1,8	2,4	3,5
<b>Logements collectifs (total)</b>	<b>216912</b>	<b>71004</b>	<b>92396</b>	<b>111672</b>	<b>131436</b>	<b>5,7</b>	<b>11,6</b>	<b>12,8</b>	<b>10,6</b>	<b>12,2</b>	<b>623420</b>	<b>8,5</b>	<b>3,0</b>	<b>1,0</b>	<b>1,3</b>	<b>1,5</b>	<b>1,8</b>
Gaz	8056	5100	7880	5168	4600	0,2	0,8	1,1	0,5	0,4	30804	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Fioul	43468	34448	51108	24336	6616	1,1	5,6	7,1	2,3	0,6	159976	2,2	0,6	0,5	0,7	0,3	0,1
<i>Electricité</i>	<i>40748</i>	<i>9768</i>	<i>22112</i>	<i>66764</i>	<i>104632</i>	<i>1,1</i>	<i>1,6</i>	<i>3,1</i>	<i>6,3</i>	<i>9,7</i>	<i>244024</i>	<i>3,3</i>	<i>0,6</i>	<i>0,1</i>	<i>0,3</i>	<i>0,9</i>	<i>1,4</i>
Bois	8780	2356	1584	1520	1384	0,2	0,4	0,2	0,1	0,1	15624	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Autres*	1904	2356	656	388	208	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	5512	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sans**	113956	16976	9056	13496	13996	3,0	2,8	1,3	1,3	1,3	167480	2,3	1,6	0,2	0,1	0,2	0,2
<b>Ensemble des logements (total)</b>	<b>3822596</b>	<b>613512</b>	<b>723648</b>	<b>1055680</b>	<b>1077188</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>7292624</b>	<b>100,0</b>	<b>52,4</b>	<b>8,4</b>	<b>9,9</b>	<b>14,5</b>	<b>14,8</b>
Gaz	149876	36740	60568	83200	43560	3,9	6,0	8,4	7,9	4,0	373944	5,1	2,1	0,5	0,8	1,1	0,6
Fioul	737184	253792	354364	274184	84604	19,3	41,4	49,0	26,0	7,9	1704128	23,4	10,1	3,5	4,9	3,8	1,2
<i>Electricité</i>	<i>438740</i>	<i>74268</i>	<i>123788</i>	<i>442100</i>	<i>610048</i>	<i>11,5</i>	<i>12,1</i>	<i>17,1</i>	<i>41,9</i>	<i>56,6</i>	<i>1688944</i>	<i>23,2</i>	<i>6,0</i>	<i>1,0</i>	<i>1,7</i>	<i>6,1</i>	<i>8,4</i>
Bois	240268	35796	38620	59960	64300	6,3	5,8	5,3	5,7	6,0	438944	6,0	3,3	0,5	0,5	0,8	0,9
Autres*	38024	12744	5976	5584	3888	1,0	2,1	0,8	0,5	0,4	66216	0,9	0,5	0,2	0,1	0,1	0,1
Sans**	2218504	200172	140332	190652	270788	58,0	32,6	19,4	18,1	25,1	3020448	41,4	30,4	2,7	1,9	2,6	3,7

Source : INSEE, recensement général de la population de 1990.

\* Charbon et chauffage urbain.

\*\* c'est-à-dire sans système de chauffage central, soit appareils indépendants ou autres situations.

On peut analyser la répartition des modes de chauffage dans les parcs de logement des communes du régime rural en 1990 pour les logements individuels, collectifs et l'ensemble des logements selon leur âge. Les logements « sans chauffage central » ne sont pas désagrégés alors qu'ils représentent cependant une part importante du rural : pas moins de 41,4 % de l'ensemble des logements ruraux dont 39,1 % de maisons individuelles et 2,3 % de logements collectifs. Le chauffage électrique indépendant n'est donc pas comptabilisé explicitement. Compte tenu du fait que les consommations unitaires sont plus importantes en logement individuel et que les logements sans chauffage central sont des logements anciens, une part inconnue du chauffage électrique échappe à notre analyse.

Le marché du chauffage des logements ruraux de 1990 est partagé entre deux énergies principales : le fioul (23,4 % de l'ensemble des logements) et l'électricité (23,2 %). Viennent ensuite le bois (6 %) et enfin le gaz (5,1 %). En rural, le parc de logement est essentiellement composé de maisons individuelles (91,5 %) ; les modes de chauffage des logements collectifs forment donc une classe résiduelle.

Considérons maintenant ce partage des énergies de chauffage central par date d'achèvement en part relative du total des logements :

- \* Le chauffage électrique est plus présent dans les logements anciens (52,4 % du parc total des logements date d'avant 1948) avec 6 % de ces logements (dont 5,5 % de maisons individuelles) et les logements construits après 1974 : 6,1 % entre 1975 et 1981, 8,4 % après 1981.
- \* A contrario, la part du fioul baisse du fait de la substitution induite par l'augmentation du prix de cette énergie : la part de marché du fioul de 23,4 % (dont 21,2 % en maison individuelle) décroît avec en 10,1 % pour les logements construits avant 1948 et seulement 3,8 % pour la période 1975-1981 et 1,2 % après 1981.
- \* Le chauffage par appareils indépendants (41,4 % des logements ruraux) est le fait des logements anciens : 30,4 % d'entre eux construits avant 1948, mais moins de 4 % pour l'ensemble des autres périodes, de 3,7 % après 1981.

- \* La même remarque s'applique au chauffage central au bois qui représente 6 % des logements ruraux mais 3,3 % des logements d'avant 1948 et moins de 1 % (respectivement 0,8 % et 0,9%) pour les deux périodes après 1974.

Si nous examinons ce même partage non plus en part relative de l'effectif total des logements mais de celui de chaque cohorte de logements nous pouvons décomposer la dynamique de partage du marché du chauffage central des logements ruraux :

- \* Logements achevés avant 1948 : 58 % de ces logements sont chauffés par des appareils indépendants, 11,5 % à l'électricité et 19,5 % au fioul, 6,3 % au bois.
- \* Logements achevés entre 1949 et 1974 : le partage des énergies est favorable au fioul, puisqu'il représente plus de 40 % des logements (41,4 % entre 49 et 67, 49 % entre 68 et 74), tandis que la part de l'électricité ne représente que 12,1 % des logements achevés entre 49 et 67, mais croît déjà à 17,1 % entre 68 et 74.
- \* La répartition change complètement dans les périodes suivantes. L'électricité représente respectivement 41,9 % des logements (dont 35,9 % de maisons individuelles) construits entre 1975 et 1981, puis 56,6 % des logements pour la période après 1981 (dont 46,9 % de maisons individuelles). La part du fioul régresse : 26 % pour 75-81, à 7,9 % après 1981.

Ces éléments montrent l'augmentation de la pénétration du chauffage électrique dans l'habitat rural consécutif à la crise pétrolière de 1973. Cette évolution s'est faite surtout dans l'habitat individuel qui tend à être plus vaste en rural mais aussi plus occupé. Ce qui explique la tendance des consommations unitaires en rural.

**Tableau 9 : Pénétration du chauffage électrique dans les logements urbains en % de l'effectif par année d'achèvement**

	Avant 48	49-67	68-74	75-81	Après 81	Ensemble
Gaz en individuel	15,7	13	12,2	14,8	12,9	14
Electricité en individuel	5,5	3,2	4,2	18,8	30,5	9,6
Gaz en collectif	16,4	27,6	28,7	22,3	13,9	21,5
Electricité en collectif	10,6	3,3	3,3	16,0	24,8	10,1
Ensemble gaz	32	40,6	40,9	37,2	26,7	35,6
Ensemble Electricité	16,1	6,5	7,5	34,8	55,3	19,8

Source : d'après INSEE, recensement de 1990.

Par comparaison le taux de pénétration du chauffage électrique dans les logements des unités urbaines suit une trajectoire similaire au rural, à une différence près : il est plus tardif (34 % des logements achevés entre 74 et 81, contre 41,2 % en rural). Il se partage à parts égales

entre logements collectifs (10,1 %) et individuels (9,6 %). En outre, en urbain, 16,9 % des logements ont un système de chauffage indépendant (contre 41,4 % en rural).

Le taux de pénétration dans les logements récents sont sensiblement égaux en urbain (55,3 % après 1981) et en rural (56,6 %), à la différence qu'en rural, 46,9 % concernent des logements individuels et 9,7 % du collectif contre 30,5 % d'individuel en urbain et 24,5 % de collectif. En outre le partage des énergies est favorable au gaz en urbain, même si après 1981 la part des placements en gaz est nettement moindre que celle de l'électricité (26,7 % contre 55,3 %).

L'analyse de la dynamique des usages ruraux éclaire les causes du retard, puis du rattrapage tardif des usages ruraux relativement aux usages urbains. Les deux facteurs déterminants sont l'équipement des ménages ruraux qui dépasse celui des urbains, puis la profonde transformation des usages due à la forte pénétration du chauffage électrique en rural. C'est cette dynamique des consommations qui a conditionné celle des besoins en investissement d'électrification rurale.

### **3 *L'évolution des investissements d'électrification rurale***

On analyse à présent la dynamique des dépenses d'investissement. Nous montrons comment Elles se sont brusquement accrues dans les années 1970, bien que le projet d'extension universelle de la desserte entrepris par les collectivités locales rurales dans les années 1920 soit achevé.

#### **3.1 L'ÉLECTRIFICATION DE SURFACE DES ZONES RURALES ENTRE 1946 ET 1970**

En 1946, la Commission de modernisation de l'équipement rural du plan notait que les zones rurales comptaient 2 500 000 habitants non desservis, soit 17,5 % des 5,6 millions de ménages ruraux. Les mêmes experts estimaient en outre que 60% de ces besoins seraient des dépenses de renforcement des ouvrages existants<sup>37</sup>. On dénombrait 24 départements avec un taux de desserte inférieur à la moyenne nationale et 13 départements avec un taux inférieur à 75%. Enfin, 1000 communes sur 37.300 ne disposaient d'aucune distribution publique (Morsel et al., 1996, p. 168).

Les deux premiers Plans (1948-1956) ont permis de réaliser 70% des besoins estimés par la Commission de l'équipement rural. Ces investissements concernent très largement

l'électrification de surface (les communes non desservies). Pourtant, au troisième Plan, (1957-1961), les besoins de renforcements des ouvrages étaient estimés à 75% des investissements réalisés. Ces montants représentaient 50% des prévisions de nouveaux investissements de la Commission de l'équipement rural ; l'achèvement de la couverture du territoire par le réseau électrique est en bonne voie comme le montre le tableau suivant établi sur la base des trois premiers inventaires d'électrification rurale<sup>38</sup>.

**Tableau 10 : Progression de l'électrification de surface  
sur les trois premiers Inventaires**

Caractères	Premier inventaire	Second inventaire	Troisième Inventaire
Année des inventaires	1954	1956	1960
Taux moyen de desserte de la population rurale	91%	96.14%	98.58%
Nombre de départements où le taux est			
<=80%	9	1	-
80-90%	11	6	2
90-95%	22	14	4
95-98%	28	27	11
98-99%	10	17	18
>99%	9	24	54
Population restant à desservir (habitants)	1 827 000	778 000	284 940

Source : Morsel et al., 1996, p. 172.

Avec six départements ruraux sur quatre-vingt neuf desservis à 95% ou moins en 1960, l'achèvement de l'électrification des zones rurales est presque total. Il continuera jusqu'en 1970 à un rythme moins soutenu, pour atteindre une couverture supérieure à 99% de l'ensemble du territoire.

L'extension de la desserte suppose une progression sensible des quantités d'ouvrages mises à la disposition des clients pour leur alimentation. De plus, une fraction notable des investissements était déjà consacrée au renforcement de la puissance des ouvrages (postes et

<sup>37</sup> Ceci s'explique par le fait qu'en 1946 70 % des ouvrages avaient plus de 20 ans, la puissance moyenne des postes MT/BT était alors de 8 KVA.

<sup>38</sup> Les inventaires d'électrification rurale sont des exercices de cadrage permettant d'apprécier l'évolution des besoins, des coûts et des investissements des collectivités en régime rural. Cet exercice a été réalisé tous les cinq ans, et conduit sous le contrôle des Ministères de l'Agriculture et de l'Industrie entre 1953 et 2000. A partir de 2000, des enquêtes annuelles le remplaceront.

lignes)<sup>39</sup>. Les archives du FACÉ permettent de reconstituer ces données à chaque inventaire d'électrification rurale présentées dans le tableau suivant.

---

<sup>39</sup> De 60 % en 1946, du fait d'un effort de rattrapage, à 73 % en 1960, avec des prévisions de 75 % pour le IV<sup>e</sup> e inventaire et au delà (Felder, 1994).

**Tableau 11 : Évolution de la desserte rurale entre 1946 et 1970.**

<b>Année</b>	<b>1946</b>	<b>1954</b>	<b>1957</b>	<b>1960</b>	<b>1966</b>	<b>1970</b>
Population en zone ER	19600000	20091619	20182956	20149058	19688618	16919603
% de la population desservie	82,5	91	93,48	98,59	99,26	99,99
Habitants à desservir	2500000	1827325	798704	284940	145696	ε
Abonnements ruraux	4620000	5529460	7080984	7823507	7558676	7147000
Puissance souscrite des abonnements	ND	ND	ND	4333136	5503925	7549939
KVA/abonné ER	ND	ND	ND	0,55	0,73	1,06
Consommation rurale en GWh	1300	2041	2481	2814	3124	4742
Km de lignes MT	180000	ND	201985	222585	240890	245725
Km de lignes BT	280000	ND	422458	449953	470290	481668
Total km de lignes	460000	450000	624443	672538	711180	727393
Taux d'ancienneté (> 20 ans) (a)	70	ND	60.12	67,45	59.64	ND
Nombre de Postes MT/BT	100000	ND	137002	148383	170220	176062
Densité d'abonnés par km de lignes MT+BT	10,0	ND	11,3	11,6	10,6	9,8
Densité d'abonnés par km BT	16,5	ND	16,8	17,4	16,1	14,8
Densité d'abonnés par Poste	46,2	ND	51,7	52,7	44,4	40,6
Longueur de ligne BT par poste	2,8	ND	3,1	3,0	2,8	2,7
Taux de charge des postes (b)	ND	ND	ND	29,2	32,3	42,9
Part des investissements de renforcement	60 %			73 %		

Source : fond d'archives du FACE ; Morsel et al., 1996, et Felder, (1994).

ND : Non disponible.

(a) Construites avant 1935 jusqu'à 1960, avant 1946 après.

(b) Rapport de la puissance souscrite des clients au nombre de postes.



Les données du tableau permettent de suivre l'évolution de la desserte électrique rurale entre 1946 et 1970 à chaque Inventaire<sup>40</sup>. Le champ géographique du régime d'électrification rurale est très homogène sur cette période : il couvre les mêmes communes qu'aux débuts de l'électrification rurale<sup>41</sup>.

La progression de la desserte des communes rurales est rapide au cours des années 50 et 60. Le nombre d'habitants à desservir tend vers zéro en 1970. Le nombre d'abonnements ruraux basse tension croît plus rapidement et atteint un maximum en 1960, pour décroître par la suite. La puissance souscrite des abonnés ruraux croît de 27 % entre 1960 et 1966, de 37 % entre 1966 et 1970. C'est l'effet de l'action commerciale d'EDF engagée à partir de 1963 au travers du programme « compteur bleu » qui visait à permettre l'augmentation de la puissance souscrite des clients ; cette action a permis de doubler la puissance des usagers ruraux<sup>42,43</sup>. En 1946, la puissance moyenne des postes s'élevait à 8 kVA seulement contre 43 kVA en 1970.

La longueur des lignes de distribution rurale croît continûment, tant pour la MT que pour la BT. Le rapport du nombre d'abonnés par kilomètre de lignes de distribution publique (MT et BT) tend à décroître sous l'effet de l'augmentation des quantités d'ouvrages nécessaires pour satisfaire une demande croissante. En effet, la croissance du nombre de clients et de leurs consommations unitaires implique de raccourcir les départs BT, de rapprocher les postes de transformation des clients et donc augmente la longueur de lignes MT. Par la suite, cet effet sera plus sensible, mais il est difficile d'en suivre l'évolution dans le temps pour des raisons statistiques<sup>44</sup>. La densité d'abonnés par poste MT-BT représente le nombre moyen de clients desservis par un seul poste : elle croît dans un premier temps, de 46,2 clients desservis en 1946 à 52,7 clients en 1960, puis elle s'établit à 40,6 en 1970. Ceci traduit l'effet des contraintes de développement des réseaux lorsque les charges desservies sont croissantes : il est nécessaire de construire plus de postes pour desservir une zone de même surface en rapprochant la transformation des clients.

---

<sup>40</sup> C'est la circulaire interministérielle du 5 Août 1953 (Faure et Neuveu, 1954) qui instaure la procédure de l'Inventaire de l'électrification rurale et dont la périodicité est calée sur celle des plans soit tous les 5 ans. La procédure durera 45 ans étant donné que désormais l'Inventaire a lieu tous les deux ans.

<sup>41</sup> A savoir, les communes de moins de 2000 habitants ainsi que les écarts ruraux des communes de plus de 2000 habitants.

<sup>42</sup> Elle dépasse 1 KVA par client en 1970 seulement, elle croîtra beaucoup plus par la suite.

<sup>43</sup> Voir en annexe 3, paragraphe 7, le retour sur la politique commerciale d'EDF.

<sup>44</sup> La réforme du régime d'électrification rurale de 1971 a transféré la maîtrise d'ouvrage Moyenne Tension à EDF. Dès lors, pour les inventaires suivants, la donnée n'a plus été communiquée. Le ratio d'abonnés par km de lignes MT et BT est cependant le plus pertinent (de Gouvello, 1996).

L'augmentation des quantités d'ouvrages<sup>45</sup> au cours du temps fait baisser leur âge moyen. En 1946, 70 % des ouvrages datent d'avant 1935. Onze ans plus tard, au second inventaire, seuls 60,12 % des lignes datent d'avant cette même année. A partir de 1960, l'ancienneté est mesurée par rapport à l'année 1946, ce qui explique la variation apparente du taux de réseaux « anciens » à 67 % puis à 59 % en 1966. Dans les inventaires suivants, l'ancienneté des lignes est appréciée par la longueur de conducteurs en fil nu et de faible section, caractéristique des réseaux de technologie ancienne<sup>46</sup>.

Par ailleurs, la part des renforcements tend à prendre un poids de plus en plus important. Déjà estimés à 60 % du volume des travaux en 1946, ils représentaient 73 % de ce même volume en 1960, pour atteindre 81 % dans la période 1985-1990 (Colombier et Hourcade, 1989, p.661) et près de 100 % dans la période actuelle (DIGEC, 1995)<sup>47</sup>.

### **3.2 L'APRES 1970 : RÉGRESSION DE LA SOLIDARITÉ NATIONALE ET CROISSANCE DES BESOINS DE FINANCEMENT**

A la fin des années 1960, une controverse sur la perspective d'une cession progressive des réseaux les plus rentables à EDF motive l'examen de la question de l'électrification rurale et de son fonctionnement. La commission Colli de 1970 examine cette possibilité avec pour objectif d'atteindre les prévisions du 6<sup>e</sup> plan tout en allégeant les charges d'EDF (Felder, 1994, p.121). Cette commission élabore une solution de compromis qui aboutit à la réforme de 1971 modifiant le schéma de financement du FACÉ et le périmètre de la maîtrise d'ouvrage des collectivités locales sur les plans technique et géographique.

Cette réforme repose sur l'idée directrice selon laquelle l'« *effort de financement public doit être concentré sur la partie de l'espace rural où la faible densité de l'habitat interdit tout espoir de rentabilité normale à moyen terme, cette intervention trouvant là sa justification à la fois sociale et économique* » (ibid.). Elle se traduit concrètement pour les collectivités locales par les points suivants :

- (a) extension des responsabilités d'EDF aux écarts ruraux des communes urbaines, et aux communes rurales faisant partie d'une agglomération multicommunale de plus de 5000 habitants ;

---

<sup>45</sup> On parle aussi de « consistance des ouvrages » pour désigner l'ensemble des équipements qui constituent les réseaux, cf. glossaire, en annexe 1.

<sup>46</sup> C'est-à-dire datant d'avant l'apparition des câbles torsadés dans lesquels les conducteurs sont isolés, à partir des années 1960 (Porcheron, 1992).

<sup>47</sup> On n'en peut toutefois pas préciser la part exacte étant donné que le document ne sépare pas explicitement extensions et renforcements.

- (b) extension du domaine de maîtrise d'ouvrage d'EDF à la MT à l'exclusion des postes de transformation qui restent dans la maîtrise d'ouvrage des collectivités locales ;
- (c) baisse de la contribution d'EDF par réduction du taux de prélèvement sur ses ventes de 1/5<sup>e</sup>, abaissement de la participation d'EDF sur les travaux à 20 % du montant TTC ;
- (d) simplification des procédures administratives afin d'accélérer le rythme des travaux ;
- (e) intervention directe du FACÉ dans les programmes subventionnés.

Cette réforme fixe le cadre du régime d'électrification rurale actuel<sup>48</sup>. Son champ d'application se restreint à la basse tension, soit 1/3 des réseaux de Distribution Publique ruraux en 1970. Pourtant, dans les années suivantes, le poids des dépenses d'électrifications rurales ira croissant malgré cette réduction du domaine de décision des collectivités locales.

### **3.2.1 L'évolution des investissements d'électrification rurale**

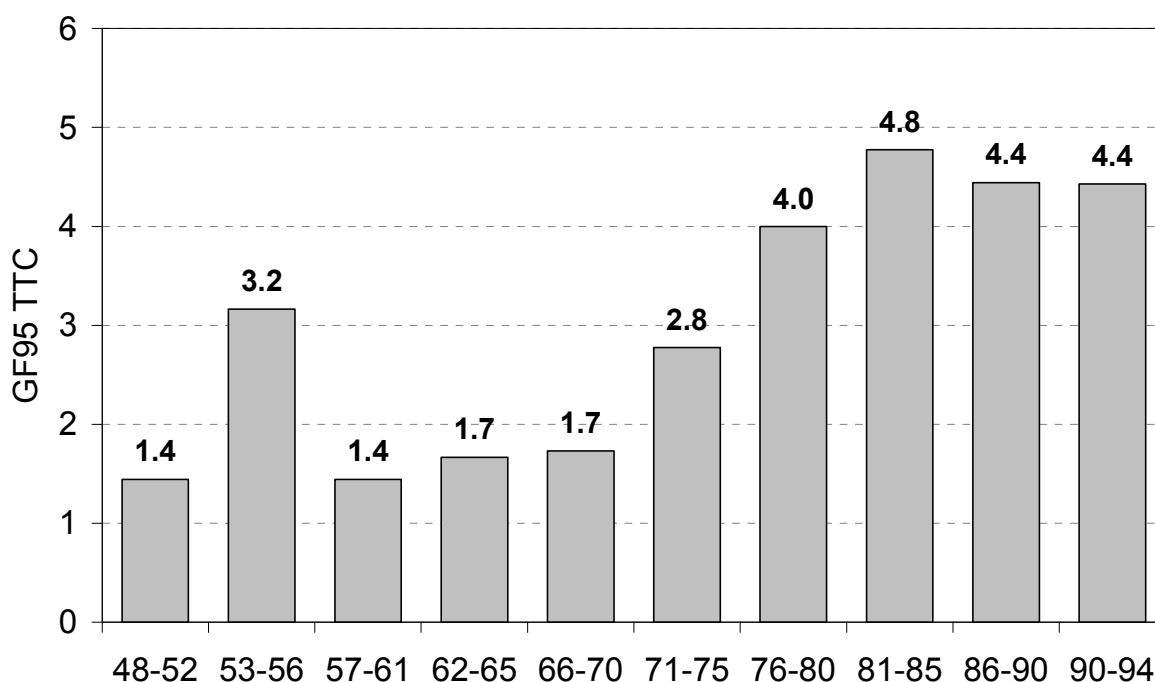
En l'absence de suivi systématique des investissements<sup>49</sup>, il est difficile de reconstituer des chroniques sur longue période. Nous nous référons donc les estimations effectuées par Felder, (1994) pour calculer les investissements d'électrification rurale annuels moyens par période en Francs constants (de 1995).

---

<sup>48</sup> Il subira deux autres réformes en 1983 et en 1992, cf. supra.

<sup>49</sup> Cf. note 12. Le suivi des dépenses d'investissement est détaillé à partir du IX<sup>e</sup> et du X<sup>e</sup> inventaires.

**Figure 2 : Estimation des investissements d'électrification rurale  
moyens par Inventaire (en GF1995 par an)**



L'évolution de ces investissements montre clairement la croissance des besoins au fil des inventaires jusqu'à leur stabilisation. Partant de montants assez faibles et inférieurs à 1,5 GF 1995 entre 1948 et 1952 on note un pic vers 1954 à 3,2 GF95, du fait d'une augmentation substantielle des ressources du FACÉ mais au prix d'un encadrement strict de l'État sur les aides aux collectivités locales assorti d'une participation d'EDF aux programmes mis en œuvre par l'État (Felder, 1994, p.118). Les subventions d'État seront supprimées en 1965, premier signe d'un désengagement progressif de l'État motivé par le constat d'achèvement de la desserte rurale.

Les réformes successives du régime d'électrification rurale permettent d'apprécier les étapes de ce retrait progressif de l'intervention de l'État. Les étapes significatives sont résumées dans les points suivants :

- 1) **La réforme de 1959-1960** : cette réforme vise à simplifier les modalités de financement de l'électrification rurale en passant de quatre sources à une seule, l'objectif clairement affiché était de simplifier le régime et de passer d'aides en intérêt à une aide en capital (Morsel, 1996, p. 176).

- 2) **La réforme de 1971** : c'est une réforme qui restreint le champs d'application de l'électrification rurale car les attributions d'EDF sont élargies : prise en charge de la MT (à l'exclusion des postes), prise en charge des écarts ruraux des communes urbaines, passage en régime urbain des agglomérations multicommunales d'au moins 5.000 habitants. En contrepartie, la participation directe d'EDF aux travaux d'électrification rurale est réduite à 20 % du coût des travaux, le taux de contribution des distributeurs est en outre réduit de 20%. Paradoxalement, nous pourrions voir un recul de la solidarité nationale alors que s'amorcent de profonds bouleversements dans la dynamique des consommations d'électricité.
- 3) **La réforme de 1983** : dans le cadre de la loi de décentralisation du 7 janvier 1983, le financement du FACÉ sont modifiés selon deux tranches appelées A et B aidées par le FACÉ à respectivement 50 % et 70 %, la participation des communes s'élève à 14,3 %, la récupération de TVA est fixée à 15,7 % (EDF participe à 20 % sur la tranche A). Ce schéma de financement durera jusqu'à 1992.
- 4) **La réforme de 1992** : le schéma de financement voit l'ouverture de la tranche C relative à l'aide pour l'enfouissement des ouvrages BT ; elle est aidée à 50 % par le FACÉ et 20 % par EDF, elle répond à la volonté des collectivités de dissimuler les réseaux électriques BT.
- 5) **La réforme de 1995** : à la suite du débat national sur l'énergie de 1994 où certains aspects du régime sont critiqués une ligne de 100 MF est proposée pour le financement d'opérations alternatives aux extensions et renforcements classiques. Il s'agit là où c'est estimé rentable de substituer des projets de production décentralisée par énergies renouvelables (ENR) et de Maîtrise de la demande d'électricité (MDE). L'enveloppe est renouvelable tous les ans pour le même montant. Dans le cadre de l'action conjointe de l'ADEME et d'EDF sur le segment de la MDE, des méthodologies nouvelles sont évaluées.
- 6) **La réforme de 2000** : les tempêtes des 26 et 27 décembre 1999 ont causé des dommages considérables aux réseaux électriques ruraux. Une étude mandatée par le Ministère de L'Economie et des Finances (Piketti et al, 2000) établit le constat qu'il est nécessaire d'engager un effort de sécurisation des réseaux électriques ruraux, d'inciter les collectivités rurales à une action volontariste dans la MDE et les ENR, les tranches A/B

et C sont fusionnées et aidées chacune par le FACÉ à 65 % car la séparation entre travaux d'esthétique des réseaux et d'extension/renforcement classiques ne recouvre plus la réalité de l'électrification rurale.

Sur le plan financier, une étape capitale consiste à permettre aux collectivités de récupérer la TVA grevant les travaux d'électrification rurale par le décret du 7 octobre 1968. Le distributeur en assure la perception pour le compte des collectivités.

Sur le plan technique, il est décidé en 1969 de prendre en compte un critère de qualité de fourniture et de suivre l'évolution de celle-ci. Le critère de chute de tension entre le poste et l'abonné sera mesuré à partir de cette date avec une référence au niveau de 11% (Felder, 1994, p. 122).

En 1974, la commission Colli est conduite à modifier le fonctionnement du régime d'électrification rurale. La maîtrise d'ouvrage des réseaux ruraux est transférée à EDF<sup>50</sup> dans 11 départements dont les réseaux ont des caractéristiques proches de la moyenne nationale mais qui n'ont pas de syndicat. Une augmentation exceptionnelle d'un tiers du programme subventionné en 1974 et 1975 est décidée, du fait notamment de l'accélération de la croissance des consommations et d'une forte inflation sur le prix des ouvrages électriques (FNCCR, 1973).

L'engagement de l'État sera maintenu constant en valeur mais disparaîtra en 1983, ce qui augmente la contribution des collectivités locales. La part des programmes sur fonds propres qui représentait 28% des investissements d'électrification rurale du V<sup>e</sup> inventaire (1971-1975) augmente à 44% au VII<sup>e</sup> inventaire (1981-1985)<sup>51</sup>. Pour le IX<sup>e</sup> inventaire (1990-1994) la contribution des collectivités locales s'élève à 55% du montant des investissements (de Gouvello, 1996). Malgré cela, le niveau des investissements reste élevé de même que le taux d'abonnés mal alimentés, à tel point que l'objectif fixé pour le IX<sup>e</sup> inventaire de ramener le nombre d'abonnés mal alimentés à zéro n'a pu être réalisé.

---

<sup>50</sup> Essonne, Moselle, Pas-de-Calais, Pyrénées Orientales, Bas-Rhin, Haut-Rhin, Savoie, Territoire de Belfort, Val d'Oise, Var, Yvelines. Puis En 1983, la Meurthe-et-Moselle, et en 1989 la Meuse.

<sup>51</sup> La participation des collectivités locales se décompose en deux parties distinctes : la participation sur les programmes aidés par le FACÉ et les investissements sur leurs fonds propres.

La loi du 7 janvier 1983 introduit une modification du schéma de financement de l'électrification rurale<sup>52</sup>. Les dotations du FACÉ régionalisées auparavant sont réparties au niveau des conseils généraux qui se chargent par la suite de les répartir en fonction des priorités locales.

**Tableau 12 : Schéma de financement  
des programmes aidés par le FACÉ en 1983**

	Tranche A (extensions)	Tranche B (renforcements)
Participation du FACÉ	50%/70%*	70%
Participation d'EDF	20%	0%
Participation des collectivités locales	14,3%	14,3%
TVA récupérée	15,7%	15,7%

Source : Felder, 1994, p. 123. \*70% pour les DNN

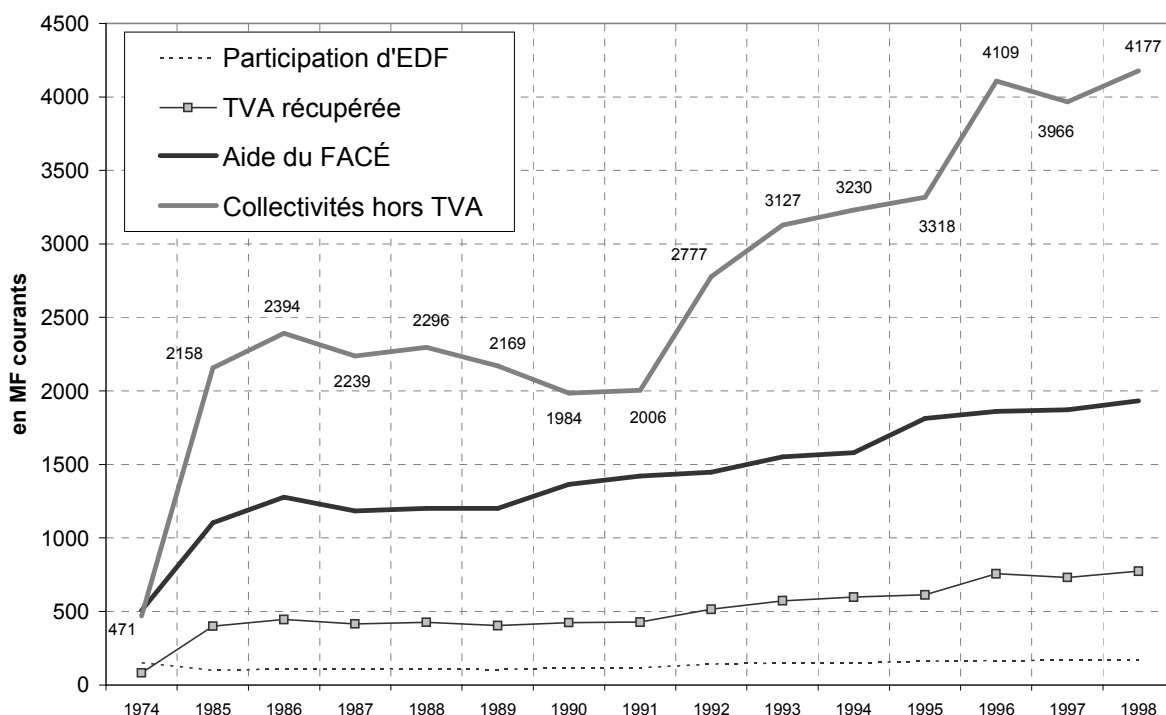
La distinction entre tranche A et B concerne les travaux programmés d'un côté, et les projets au coup par coup sur l'initiative des collectivités. Le financement est le même, quelle que soit la nature de ces travaux. Depuis le début des années 1980, la participation des collectivités locales sur les programmes aidés par le FACÉ est de 14,3 %.

La prise en charge croissante des investissements par les collectivités locales a été soulignée par Colombier (1992) pour l'année 1983. L'évaluation de l'effort total des collectivités suppose d'agréger les investissements sur fonds propres avec la participation des collectivités aux programmes aidés du FACÉ. Cette opération permet de retrouver le montant des aides du FACÉ et des contributions d'EDF moyennant quelques hypothèses<sup>53</sup>. Le graphique suivant montre la progression des investissements d'électrification en Francs courants depuis 1974 et leur répartition.

<sup>52</sup> Elle sera suivie d'une seconde en 1992, à l'occasion de l'ouverture d'une tranche spécifique à l'esthétique des réseaux.

<sup>53</sup> La difficulté provient du fait que la présentation des investissements n'est pas homogène entre les différents inventaires. Pour le IX<sup>e</sup> Inventaire, les montants indiqués sont ceux des investissements HT, alors que dans le X<sup>e</sup> ils sont TTC, de même pour les tranches aidées par le FACÉ, les extensions et renforcement sont indiqués dans le IX<sup>e</sup> Inventaire mais sont regroupés dans le X<sup>e</sup>. Pour reconstituer une série homogène nous faisons l'hypothèse que les parts relatives des tranches A et B sont constantes dans le total des investissements, soit 30 % pour la tranche A et 70 % pour la tranche B. Cette répartition est celle du VIII<sup>e</sup> Inventaire et nous supposons qu'elle reste la même lors du IX<sup>e</sup>. L'hypothèse est discutable mais elle nous paraît être l'une des moins arbitraires.

**Figure 3 : Évolution des sources de financement des travaux d'électrification rurale entre 1974 et 1998**



La participation des collectivités est croissante depuis 1974<sup>54</sup>. Elle s'est encore accrue à partir des années 1990, avec l'apparition des besoins d'enfouissement des lignes et un effet de renchérissement du coût moyen des travaux du fait d'un recours plus important à la technologie du souterrain qui induit en général un renforcement.

L'évaluation de la part des collectivités est faite par le FACÉ en distinguant les volumes de travaux selon qu'ils sont aidés par le FACÉ, des travaux entièrement autofinancés par les collectivités. Dans le premier cas, les collectivités avancent 30 % du coût des travaux (y compris la TVA), tandis que dans le second elles avancent au plus 84,7 %.

Cette définition retenue par le FACÉ et les ministères de tutelle, conduit à sous estimer la participation des collectivités par le jeu de la répartition selon la définition administrative des travaux. Une définition plus pertinente consiste à isoler les montants de chaque partie prenante indépendamment du champ administratif. Pour quelques années de référence on obtient alors la décomposition suivante.

<sup>54</sup> Première année dont nous disposons le détail des différentes participations.



**Tableau 13 : Financement des travaux d'électrification entre 1983 et 1992.**

	Financement des investissements en MF courants					Répartition en % du total			
	FACÉ	EDF	Récupération de TVA	Collectivités	Total	FACÉ	EDF	TVA	Collectivités
1974	507	152	83	471	1213	41,8	12,5	6,9	38,8
1983	1295	105	383	1675	3458	37,4	3,0	11,1	48,4
1992	1448	142	515	2529	4634	31,3	3,1	11,1	54,6
1998	1932	174	770	3809	6685	28,9	2,6	11,5	57,0

Source : d'après Colombier pour 1983, X<sup>e</sup> Inventaire et Syrota (1999).

La répartition des financements de l'électrification rurale s'est donc considérablement modifiée entre 1974 et 1998. Colombier notait déjà un taux de participation très élevé des collectivités en 1983, avec 48,4 % du total hors taxes des travaux engagés (qu'ils soient aidés ou sur fonds propres). Les aides du FACÉ représentent moins de 30 % des montants engagés alors qu'au milieu des années 1970 elles représentaient 42 %. En outre, la part des collectivités est passée de 38,8 % des investissements hors taxes à 57 % aujourd'hui.

**Tableau 14 : Répartition des travaux d'électrification rurale par mode de financement durant le IX<sup>e</sup> Inventaire**

Nature des travaux		Collectivités	FACÉ+EDF	TVA E+R	Total
Extensions et renforcements	MF courants	8 271,3	7 475,5	2 928,2	18 675,1
	%	<b>44,3</b>	<b>40,0</b>	<b>15,7</b>	<b>100,0</b>
Esthétique des réseaux	MF courants	1 511,8	419,4	359,134	2 290,4
	%	<b>66,0</b>	<b>18,3</b>	<b>15,7</b>	<b>100,0</b>
Ensemble des travaux	MF courants	9 783,0	7 895,0	3 287,0	20 966,0
	%	<b>46,7</b>	<b>37,7</b>	<b>15,7</b>	<b>100,0</b>

Source : X<sup>e</sup> Inventaire d'électrification rurale.

La répartition financement des investissements durant tout le IX<sup>e</sup> plan (1985-1989) est logiquement différente. Sur l'ensemble des travaux, la part des collectivités locales est de 62,4 % du total des investissements taxes comprises et 46,7 % hors taxes. La part aidée par EDF et par le FACÉ est inférieure à celle des collectivités locales mais sur l'enfouissement des lignes, les collectivités supportent 66 % du coût des investissements hors taxes et 82 % toutes taxes comprises. La participation des collectivités s'accroît avec l'augmentation des travaux d'enfouissement.

### 3.3 ENJEU ET CONTRAINTES DE L'ENFOUISSEMENT DES LIGNES DE DISTRIBUTION

En 1992, apparaît une nouvelle réforme du schéma de financement des travaux des collectivités. Les tranches A et B sont regroupées, la participation d'EDF disparaît sur ce type de travaux ; est créée une tranche C qui subventionne les travaux d'esthétique des réseaux qui entérine la demande très forte des collectivités pour les techniques d'enfouissement des réseaux.

**Tableau 15 : Schéma de financement  
des programmes aidés par le FACÉ entre 1992 et 2000.**

	Tranche A/B	Tranche C
Participation du FACÉ	70%	50%
Participation d'EDF	0	20%
Participation des collectivités locales	14,3%	14.3%
TVA récupérée	15,7%	15.7%

Source : Felder, 1994, p. 123.

Le taux de subvention du FACÉ est de 50 % pour l'esthétique des réseaux (Tranche C), avec une participation d'EDF de 20 %. En 2000, le taux de subvention des travaux de la Tranche A/B et de la Tranche C sont égaux à 65 % pour les programmes aidés. La distinction entre types de travaux est assez formelle, ce qui justifie l'unification des taux de subvention : les travaux sur les réseaux contiennent toujours de l'esthétique tant pour les renforcements que pour les extensions, et, symétriquement, la dissimulation des ouvrages et des lignes contient toujours une dose de renforcement<sup>55</sup>.

La volonté publique d'aider les communes s'est manifestée par la création de la tranche C dont le montant initial en 1992 est de 300 MF pour atteindre un plafond fixé à 700 MF par an à compter de 1996. Elle manifeste la contrepartie imposée par les Contrats d'Entreprise à EDF et France Télécoms. On résume le cadre institutionnel de cette politique de dissimulation des réseaux électriques et de télécommunications. en encart 3<sup>56</sup>.

---

<sup>55</sup> On note un effet de cliquet : du fait du coût supplémentaire induit par le terrassement, il devient nécessaire d'augmenter la puissance des postes et la section des câbles afin de garantir une pérennité suffisante du projet.

<sup>56</sup> La dissimulation des réseaux électriques concerne les collectivités locales tant pour la HT que pour la MT et la BT. Si techniquement, dissimuler la HT est impraticable en dehors de quelques cas isolés, le FACÉ compense les communes surplombées par des lignes de transport HT et THT par la tranche complémentaire dite DUP<sup>56</sup>. Le coût économique très élevé<sup>56</sup> de l'enfouissement des lignes HT fait que les réseaux de transport d'électricité sont encore aériens.

### Encart 3 :

#### La complexité du dispositif national pour l'enfouissement des réseaux de distribution filaires.

La multiplicité des textes relatifs à l'insertion des réseaux de distribution d'énergie et de télécommunications est importante, on distingue trois grands textes de loi qui définissent les différentes modalités d'application :

- \* La loi du 2 février 1995 relative à la protection naturelle ;
- \* La consultation obligatoire des architectes des Bâtiments de France pour tout projet d'implantation de lignes de distribution d'énergie ou de communications sur des sites classés, des monuments classés, leurs abords, les sites inscrits (loi du 2 mai 1930), les secteurs sauvegardés (loi du 4 août 1962) et les zones de protection du patrimoine architectural urbain et paysager (loi du 7 janvier 1983).

Ces dispositions peuvent entraîner une **obligation d'enfouissement** pour les opérateurs.

A ces dispositions légales se sont ajoutés des engagements contractuels entre les opérateurs et l'État :

- \* protocole du 19 janvier 1993 pour France Télécoms,
- \* protocole du 25 août 1992 entre l'État et EDF, relatif à l'insertion des ouvrages électriques de distribution dans l'environnement.

Le contrat État EDF pour la période 1992-1996 prévoyait :

1. la réalisation de 5000 km de lignes BT par en technique discrète (mise en façade ou souterrain).
2. La stabilisation de la longueur du réseau MT aérien.

Les objectifs ont été respectés : stabilisation de la MT dès 1993, puis régression de 17 000 km par la suite, réalisation de 10 500 km de BT en technique discrète.

Le protocole a été renouvelé dans l'accord « Réseaux électriques et environnement » annexé au contrat État-Entreprise du 22 mai 1997. Les objectifs étaient pour ce second contrat de :

1. Réaliser 66 % des lignes BT et 90 % des lignes BT en technique discrète
2. Résorber 4500 points noirs.

#### **Les moyens financiers.**

La dissimulation des réseaux est financée par de multiples dispositifs. Ces dispositifs relèvent de compétences administratives des décideurs relatives aux champs d'application des différents textes.

- \* La tranche C du FACÉ pour les réseaux basse tension des collectivités rurales, elle représente une aide de 700 MF en 2000, soit au taux de subvention de 65 % un volume de travaux d'environ 1100 MF. Elle représente en outre près de 35 % du budget du FACÉ.
- \* Le Fonds d'Aménagement des Réseaux (FAR) est alimenté par un prélèvement de 5 % sur les investissements réalisés en THT réalisés par EDF. Ce fonds sert à compenser les communes surplombées en par le financement d'opérations de d'enfouissement de réseaux MT et BT existants de ces communes. Ce fonds représente de l'ordre de 105 MF par an entre 1993 et 1996.
- \* Le Fonds spécial d'aménagement esthétiques des réseaux, au nombre de trois :
  1. Le Fonds n°1 « dotation des ensembles urbains et monumentaux » créé en 1957, se fonds est attribué aux projets figurant dans une liste établie par les Architectes des Bâtiments de France et les Directions régionales de l'environnement.
  2. Le Fonds n°2 « d'intervention dans les sites, réserves et parcs naturels », créé en 1983, il finance la différence entre le coût total des travaux et la participation des collectivités pour des ouvrages concédés implantés dans des zones protégées.
  3. Le Fonds spécial n°3 « Fonds spécial pour l'aménagement et la mise en valeur des sites urbains » créé en 1983, il concerne les communes urbaines qui ne figurent pas dans la liste du Fonds n° 1.

Un arrêté du 14 janvier 1993 interdit le cumul des financements pour des travaux d'esthétique des réseaux, dès lors un projet sur la Tranche C du FACÉ ne peut figurer au titre d'un des fonds spéciaux, et inversement.

Enfin, l'article 8 du nouveau cahier des charges de 1992 de concession de distribution publique d'électricité précise les modalités de l'effacement des réseaux électriques :

« [...] le concessionnaire participera à raison de 40 % (50 % en régime urbain) du coût hors TVA au financement de travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante aux fins d'amélioration esthétique des ouvrages de la concession ».

Les réseaux MT représentent en 1999 599 000 km de lignes dont 28 % sont enterrées. Le réseau BT consiste en 661 000 km de lignes dont 24 % sont souterraines. Le tableau suivant présente l'évolution de l'état de dissimulation des catégories de lignes des réseaux sous maîtrise d'ouvrage EDF.

**Tableau 16 : Évolution des réseaux électriques d'EDF en métropole  
entre 1991 et 1999**

Km de circuits	Au 31/12/1991	Au 31/12/1998	Au 31/12/1999	Au 31/12/2000
BT Aérien	484.600	467.300	466.409	458.041
BT Souterrain*	114.600	161.800	170.482	177.236
<b>% de souterrain</b>	<b>19,1</b>	<b>34,6</b>	<b>36,6</b>	<b>27,9</b>
MT Aérien	423.000	394.300	391.538	389.094
MT Souterrain	106.600	173.000	179.316	185.210
<b>% de souterrain</b>	<b>25,2</b>	<b>43,9</b>	<b>45,8</b>	<b>32,2</b>

Source : bilan environnement d'EDF, 1998, 1999 et 2000

\* Y compris torsadé façade<sup>57</sup> ; NC : non communiqué.

La répartition entre souterrain et aérien est très asymétrique lorsque l'on tient compte des réseaux des communes rurales très majoritairement aériens<sup>58</sup>. L'obstacle est plus économique que technique. L'enfouissement d'une ligne de distribution coûte deux fois plus que la construction d'une ligne aérienne de capacité équivalente. En outre l'enfouissement d'ouvrages existant coûte 3,5 fois plus que leur restauration. 83 % des montants investis ont concerné des communes rurales (Sénat, 1999).

### 3.3.1 Les difficultés de réalisation de la dissimulation des réseaux

Si les objectifs des contrats de plan État-Entreprise ont été respectés, les deux opérateurs n'ont pu coordonner leurs plans de travail efficacement, d'où un manque de rationalisation et des nuisances accrues des travaux d'effacement des deux réseaux. Ceci a constitué « *une des raisons du faible nombre d'opérations d'effacement réalisées, et leur coût élevé* ». Les contrats État-Entreprise ne mentionnaient nullement la nécessité d'une coordination de leurs actions<sup>59</sup>.

La dissimulation de réseaux existants progresse très lentement, en raison d'une certaine inertie des opérateurs qui tendent à se désengager progressivement de la charge financière élevée que représentent ces travaux pour les communes. Les opérateurs réalisent ces travaux à

---

<sup>57</sup> La mise en façade est le premier niveau de la dissimulation des réseaux : bien que les conducteurs soient visibles ils sont intégrés au bâti à l'aide de supports spéciaux ce qui minimise l'utilisation des supports classiques.

<sup>58</sup> D'après le X<sup>e</sup> inventaire d'électrification rurale, au 1<sup>er</sup> janvier 1994 la structure des réseaux basse tension des communes en régime rural (métropole+DOM) s'établissait à 356 500 km au total dont seulement 24 784 km de souterrain, soit 6,95 % de la longueur totale (DIGEC, 1995, p. 35). En Mayenne, cet indicateur s'établissait en 1996 à moins de 5 %.

<sup>59</sup> Un protocole entre France Télécom et EDF signé le 9 février 1996 vise à rationaliser la coordination des travaux des deux opérateurs. Cependant sur les réalisations du programme de dissimulation des lignes de télécommunications en sites protégés pour 1998-2000, sur 275 opérations, seules 144 sont coordonnées avec EDF.

l'occasion d'extensions ou de la maintenance de leurs réseaux<sup>60</sup>. Les communes n'ont tout simplement pas les moyens d'augmenter leurs contributions sur ces travaux.

En 1997, l'effacement des réseaux électriques existants correspond à 2 500 kilomètres de lignes pour un coût total de 2 milliards de francs : soit un coût moyen du kilomètre de 800 kF à comparer au coût moyen du renforcement estimé à 291 kF (FACÉ, 1997), soit 2,75 fois plus. Dès lors, il apparaît que l'importance de la charge pour les communes rurales<sup>61</sup> conduit entre un tiers et la moitié d'entre elles à renoncer à leurs projets d'enfouissement de réseaux (Sénat, 1999).

L'enfouissement des réseaux apparaît ainsi comme un facteur de stress important pour le régime d'électrification rurale. Comme nous l'avons vu, une part importante des investissements est à la charge des collectivités. De plus, les fonds tendent à se substituer aux investissements plus classiques de renforcement et d'extension de réseaux, qui en raison de conventions avec EDF tendent à se faire en souterrain pour au moins stabiliser les longueurs de réseaux aériens. C'est une des raisons pour lesquelles la distinction entre les deux types de travaux tend à devenir purement administrative et ne recouvre plus la réalité technique des travaux d'électrification (Abord de Châtillon et al., 2000). Dans ce contexte, les coûts unitaires des travaux tendent à augmenter, car on recourt plus souvent au souterrain. En outre, le souterrain impose de poser des conducteurs de plus grande capacité de manière à repousser le moment d'un renforcement, il s'ensuit un renchérissement tendanciel du coût unitaire des travaux. L'accroissement des contributions des distributeurs reflète indirectement cette tendance par la volonté d'accroître les ressources du FACÉ en soutien de l'effort des collectivités, de même que l'égalisation du taux de subvention à 65 % pour les deux tranches.

#### **4 L'évolution des ressources de l'électrification rurale**

L'examen des besoins de l'électrification nous a permis d'en baliser les grandes phases depuis la nationalisation. Au travers d'un certain nombre de mutations nous avons vu apparaître la croissance des investissements d'électrification rurale. Il importe donc d'étudier comment ces investissements ont été financés. Les ressources du régime ont des origines multiples : la

---

<sup>60</sup> La FNCCR estime qu'un taux incompressible de 20 % de lignes aériennes MT et BT ne sera atteint que vers 2050 au rythme actuel. De manière plus nuancée, le Conseil Général des Mines, estime que l'obligation de fourniture ne doit pas être assimilée à un droit à l'enfouissement (Piketty et al., 2000).

<sup>61</sup> Une évaluation nationale tous travaux de réseaux confondus montre qu'au niveau national, pour les communes rurales, le financement global s'établit à 15 % pour le FACE, 6 % par EDF, 25 % par le Syndicat d'électrification, 6 % par le département, 8 % par France Telecom et 40 % au titre des communes.

première est le prélèvement sur les recettes des distributeurs qui alimente le budget du FACÉ. Ensuite viennent les participations des distributeurs aux investissements dont nous avons vu la variabilité au gré des réformes du FACÉ, enfin viennent les investissements sur fonds propres des collectivités locales elles-mêmes.

Les sources de financement des collectivités locales sont méconnues, en raison de la grande diversité des dispositifs dans chaque département du fait de la déconcentration élevée des décisions dans le régime d'électrification rurale. Ceci rend problématique le suivi des investissements sur fonds propres des collectivités locales. Un moyen indirect couramment employé par le FACÉ est de le déduire des montants de TVA récupérée par EDF pour le compte des collectivités locales. Cette méthode ne permet au mieux que d'estimer ces investissements sur fonds propres. Les investissements sur les réseaux de DNN ruraux y échappent, de même que les aides directes des Régions ou des Conseils généraux, ce qui fait que le recoupement exhaustif ne peut être fait que lors des inventaires d'électrification rurale.

#### **4.1 LES CONTRIBUTIONS DES DISTRIBUTEURS**

Le FACÉ est alimenté par un prélèvement sur les ventes basse tension des distributeurs fortement différencié entre urbain et rural. Le taux de contribution des communes en régime urbain est cinq fois plus élevé que celui des communes en régime rural. Toutefois, cette distinction est purement formelle car EDF opère un prélèvement uniforme sur tous les clients qui est ensuite désagrégé entre urbain et rural (Colombier, 1992). Le taux de prélèvement est fixé par décret de manière à équilibrer les comptes du FACÉ sur les deux dernières années.

##### **4.1.1 L'évolution des taux de contribution des distributeurs dans le long terme**

L'évolution des taux de contribution des distributeurs est résumée dans le tableau suivant.

**Tableau 17 : Évolution des taux de contributions des distributeurs au FACÉ depuis 1938 (en %)**

	1938-1953	1954-1970	1971-1979	1980-1983	1984-1992	1993-1994	1995-1998	1999-2000
Communes urbaines	2,80	3,80	3,00	2,70	2,43	1,95	2,2	2,3
Communes rurales	0,56	0,75	0,60	0,54	0,49	0,39	0,44	0,46

Source : Felder, 1994, p.129 et Sénat, 1999

Le taux de prélèvement (moyen) entre 1938 et 1953 est resté constant. Il a été relevé fortement en 1954 puis baisse régulièrement après, plus nettement depuis 1983 pour atteindre un minimum en 1993. Par la suite, le taux de prélèvement est remonté progressivement pour

atteindre 2,3% en urbain contre 0,46 % en rural vers 1999. Cette remontée du taux de prélèvement depuis 1999 est motivée principalement par les besoins d'enfouissement des lignes, et l'égalisation des taux de subvention des travaux.

#### 4.1.2 L'évolution des montants des contributions des distributeurs

Le tableau suivant montre l'évolution des ressources du FACÉ depuis 1991, leurs montants en MF courants, et l'origine des contributeurs.

**Tableau 18 : Contributions des distributeurs au FACÉ.**

	1991	1992	1993	1994	1995	1997	1998*	1999*	2000*
Taux urbain (%)	2,26	2,05	1,95	1,95	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3
Taux rural(%)	0,45	0,41	0,39	0,39	0,44	0,44	0,44	0,46	0,46
Contribution d'EDF (MF)	1350	1377	1480	1504	1727	1776	1736	1774	1796
Contribution des DNN (MF)	71	71	73	75	86	96	87	88	89
Budget du FACÉ (MF)	1421	1448	1553	1579	1813	1872	1823	1862	1885
<i>Dont part des DNN (%)</i>	<i>5,0</i>	<i>4,9</i>	<i>4,7</i>	<i>4,7</i>	<i>4,7</i>	<i>5,1</i>	<i>4,8</i>	<i>4,7</i>	<i>4,7</i>
Indice prix du PIB (1995=100)	92,7	94,5	96,7	98,4	100,0	102,8	103,7	104,2	105,2
Budget du FACÉ en Francs constants 1995	1533,0	1531,6	1605,5	1605,4	1813,0	1821,8	1758	1787	1791

Sources : Syrota, (1999) et FACÉ (2001).

\* Entre 1998 et 2000, Bilan du Comité Restreint du FACÉ, décembre 2001.

La contribution d'EDF représente 95 % des ressources du fonds de manière constante. L'évolution du budget du FACÉ en francs constants (base 1995 de l'INSEE) croît de manière régulière pour se stabiliser vers 1997 autour d'un niveau proche de 1,8 GF constants par an, niveau qui correspond à une enveloppe de travaux de l'ordre de 3 GF environ. Ainsi, la croissance régulière du budget du FACÉ en francs courants masque en fait une stabilisation en francs constants.

Les taux de prélèvement sur les ventes des distributeurs BT sont fixés de manière à équilibrer les comptes du FACÉ d'une année sur l'autre. Depuis les lois de décentralisation (article 110 de la loi du 7 janvier 1983), les ministères concernés (industrie et agriculture) sont uniquement chargés de répartir les enveloppes aux départements, sur proposition du FACÉ. C'est lors des réunions du Conseil du FACÉ que sont fixés les montants des aides par catégorie de travaux aidés (Tranche A/B, Tranche C, programmes spéciaux : intempéries, DUP, spécial tempête 1999 et ENR/MDE) et leur répartition départementale. Le lien entre le ministère et ces fonds s'étant distendu, l'absence d'un contrôle strict sur l'emploi des fonds, allié à l'importance des sommes en jeu explique pourquoi l'État est réticent à augmenter les fonds alloués à l'électrification rurale. En effet, les contributions des distributeurs sont considérées par le gouvernement comme un prélèvement obligatoire sur les entreprises du secteur électrique dont le volume est étroitement surveillé. Les représentants du

gouvernement au sein du Conseil du FACÉ privilégient le redéploiement des aides, avec, en général le soutien d'EDF plutôt que leur augmentation souhaitée par les Collectivités. Par exemple, sur les besoins de mise en conformité des réseaux ruraux (passage de 11% à 7% de chute de tension admissible), l'inventaire complémentaire de 1997 estimait les besoins à 28 GF 1997, dont 27 GF en renforcements (soit 96%). Une hypothèse de résorption sur la période d'un inventaire soit de 5 ans, supposerait d'augmenter la dotation annuelle du FACÉ de 50% (pour passer à environ 5.4 GF 1997 par an) (Sénat, 1999, p.10).

#### **4.1.3 Les effets prévisibles de la loi de modernisation du service public de l'électricité**

La loi n° 2000-108 du 10 février 2000 ne remet pas en cause le principe du prélèvement sur les ventes de distributeurs. Au contraire, elle en renforce la légitimité par l'instauration de la péréquation comme un des socles de la modernisation du service public. Cependant, les modalités d'insertion du régime d'électrification rurale dans cette nouvelle architecture institutionnelle sont quelque peu paradoxales, puisqu'il n'en est pas fait mention dans la loi. Ceci suscite la crainte des collectivités de voir le désengagement de l'opérateur historique pour réaliser de nouveaux investissements par nature peu rentables (Sénat, 1999 ; FNCCR, 2001). En outre, un alourdissement des charges de service public créées pour compenser le coût de la péréquation suscitera l'attention des Ministères de tutelle du régime d'électrification rurale pour une meilleure adéquation des aides aux besoins, ce qui commencera par un plafonnement des dotations du FACÉ au niveau à peu près constant de 2 GF (soit 3 GF de travaux aidés). En conséquence de quoi, les contributions des collectivités devraient augmenter dans le moyen terme si se maintient la dynamique d'enfouissement des lignes BT.

#### **4.2 L'ÉVOLUTION DES RESSOURCES DES COLLECTIVITÉS LOCALES**

En dehors des aides du FACÉ qui sont une subvention en capital financées par les tarifs, leurs fonds propres sont essentiellement d'origine fiscale. Il s'agit surtout des taxes locales sur l'électricité qui se répartissent entre la taxe communale (aussi appelée taxe syndicale) et la taxe départementale. Leur taux respectifs varient de 0 à 8 % pour la taxe syndicale et de 0 à 4 % pour la taxe départementale. L'assiette des taxes locales sur l'électricité s'établit sur 80 % du montant des factures en tarif bleu hors TVA, 35 % environ pour le tarif jaune, avec la singularité de l'imposition de la TVA sur les taxes locales sur l'électricité. Paradoxalement, les communes urbaines de grande taille peuvent instituer une dérogation pour dépasser les



taux mentionnés plus haut<sup>62</sup>, ce qui est beaucoup plus rare pour les communes rurales. Ceci s'explique par le fait qu'en rural, l'existence d'un syndicat d'électrification rurale implique l'affectation des produits des taxes locales sur l'électricité aux investissements sur les réseaux, ce qui n'est pas la règle dans le cas du régime urbain.

Enfin, les produits des taxes départementales sont diversement affectés, y compris en rural, sur ce point ce sont les Conseils Généraux qui décident de leur affectation, généralement sous la forme d'un reversement partiel ou total. Là encore, le contexte local dicte les pratiques ce qui fait que si l'on connaît les produits de ces taxes, on perd la trace de leur affectation puisque les statistiques des inventaires passés consolident les aides des départements dans un poste unique qui regroupe toutes les contributions (taxes reversées et autres financements). Selon le rapport Ferrand et Léger (1996), la divergence des pratiques locales tendent à accentuer les inégalités entre départements : la fréquence et le niveau de reversement des taxes départementales semblent être directement proportionnels à l'aisance financière des Conseils Généraux. La concurrence fiscale entre les différents niveaux de décision au sein du département peut donc être un facteur aggravant les disparités entre départements.

La seconde ressource fiscale est constituée par la TVA récupérée directement par le distributeur. Il le fait sans frais facturés aux collectivités contrairement aux taxes locales sur lesquelles le distributeur perçoit 2 % des produits à titre de frais de recouvrement. Ceci confère à EDF des recettes non négligeables, étant donné que les montants afférents sont de l'ordre de 10 GF urbain et rural confondu. L'encart suivant rappelle les grands principes du recouvrement de la TVA pour le compte des collectivités locales.

---

<sup>62</sup> Le lecteur parisien pourra constater en examinant ses factures que le taux des deux taxes sur l'électricité de la Ville de Paris est de 13,2 %.

#### **Encart 4**

##### **Le mécanisme de perception de la TVA récupérée**

L'article 13 du modèle de cahier des charges de la Distribution Publique de 1992 précise le mécanisme de récupération de la TVA. Le principe de droit fondamental est qu'en vertu du code général des impôts, les investissements afférents à des biens concédés dans le cadre *d'une activité à caractère industriel et commercial* sont assujettis à la TVA. Cette règle d'assujettissement donne droit à déduction de la « TVA amont » (facturée à des tiers) de la « TVA aval » (payée sur ces achats à des tiers). L'article 256 B du code général des impôts réglemente la liste de 13 activités donnant droit à déduction, dont les investissements sur les réseaux de distributions électrique.

Par commodité ce droit de recouvrement est transféré au concessionnaire, c'est donc EDF qui recouvre la TVA qu'il reverse directement aux collectivités conformément à un décret du 7 octobre 1968 maintenant intégré dans le cahier des charges. La procédure suppose un délai maximal de trois mois après notification des montants investis par les collectivités avec la TVA correspondante, le syndicat devant avertir le service des impôts de cette demande. Si le concessionnaire n'a pas reversé les montant de la taxe dans les trois mois suivant la notification, les collectivités appliquent des intérêts de retard au taux de 10,26 %.

Enfin, le taux de récupération de la TVA est partiel, selon la procédure dite du prix « en dedans », c'est-à-dire qu'il est égal au rapport du taux de la taxe sur le montant TTC, soit au taux actuel de 19,6 % un taux de récupération de  $19,6/119,6$  soit 16,38 %.

Enfin, lorsque les collectivités ne sont pas assujetties, elles payent la TVA comme les consommateurs finaux. Ceci est le cas pour leurs activités à *caractère administratif*. A titre indicatif, nous mentionnerons seulement qu'avec l'essor de l'importance des investissements des collectivités locales ceci les place dans une situation paradoxale : elles financent des biens publics mais doivent en régler l'impôt sur la valeur ajoutée comme si elles étaient des consommateurs finaux tandis que ces derniers utilisent ces biens publics sans payer l'impôt. Pour pallier cette anomalie une structure particulière à l'usage des collectivités a été créée en 1976, le fonds de compensation de la TVA (FCTVA) qui en principe, assure un remboursement de la TVA pour les investissements non assujettis des collectivités. Le fonctionnement de ce fonds a été mis en cause en raison de l'extrême complexité de ses mécanismes d'éligibilité à la compensation et de constants litiges entre l'État et les collectivités locales sur ce point (Saumade, 1999).

Notons qu'une partie des investissements d'électrification rurale des collectivités locales doivent être compensés par ce fonds, il s'agit essentiellement de l'éclairage public qui est un service à caractère administratif (de Gouvello et Nadaud, 2000).

La troisième source de financement est constituée des redevances de concession. Ces versements du concessionnaire au concédant permettent à ce dernier d'exercer ses fonctions d'autorité concédante (redevance de fonctionnement) et de rémunérer son effort d'investissement sur le réseau (redevance d'investissement).

Enfin une dernière source de financement est constituée par les emprunts que les syndicats contractent à des degrés divers.

Les inventaires de l'électrification rurale permettent de reconstituer partiellement les sources de financement depuis 20 ans, entre les produits des taxes locales, les aides des conseils généraux et la récupération de la TVA. Pour ce qui est des autres sources de financement, tels

que redevances, emprunts et autres sources de financement, le repérage est plus difficile. En effet, EDF ne distingue pas l'urbain du rural, ni les grandes catégories de redevances. En outre l'Établissement ne communique pas ces informations. Quant à l'endettement des syndicats, il n'est même pas mentionné dans les inventaires d'électrification rurale.

#### 4.2.1 Les taxes locales sur l'électricité entre 1985 et 1999

La première étape consiste à apprécier l'importance des recettes des deux taxes sur l'électricité (TLE) qui reviennent aux collectivités en régime d'électrification rurale. Pour cela nous disposons de quelques points dans le temps qui nous permettent d'apprécier les volumes en jeu depuis le milieu des années 1980, période où la croissance des usages en zones rurales était encore élevée. Le tableau suivant indique la répartition des recettes des taxes locales sur l'électricité entre urbain et rural en milliards de francs constants de 1995.

**Tableau 19 : Répartition des recettes des taxes locales sur l'électricité**

Champs	Unité : GF 1995	1985	1986	1987	1988	1989	1997	1999
Rural	Taxe communale	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,4
	Taxe départementale	0,9	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8
Urbain	Taxe communale	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9	3,8	3,7
	Taxe départementale	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	2,0	1,8
Ensemble	Taxe communale	3,1	3,2	3,2	3,2	3,4	5,3	5,1
	Taxe départementale	1,8	1,7	1,8	1,7	1,8	2,7	2,7
	<b>Total des taxes</b>	<b>4,9</b>	<b>4,9</b>	<b>5,0</b>	<b>4,9</b>	<b>5,2</b>	<b>8,0</b>	<b>7,8</b>
Parts relatives	Rural (%)	<b>44,6</b>	<b>43,9</b>	<b>43,7</b>	<b>42,9</b>	<b>43,0</b>	<b>28,0</b>	<b>28,9</b>
	Urbain (%)	55,4	56,1	56,3	57,1	57,0	72,0	71,1

Sources : IX<sup>e</sup> Inventaire, de Gouvello et Nadaud (2000)

En 1985, la répartition du produit des taxes sur l'électricité entre régimes urbain et rural est sensiblement égale : 44,6 % des taxes au rural contre 55,4 % à l'urbain. Ceci masque en fait une grande disparité, étant donné que le marché rural représente sur toute la période à peu près 10 % du marché national de la basse tension. Ce qui indique clairement que les communes rurales pratiquent des taux de prélèvement nettement plus élevés que les communes urbaines en raison de leurs obligations de maîtrise d'ouvrage, et d'un niveau de consommation des ruraux plus élevé. Dans un second temps, une augmentation de la contribution en faveur de l'urbain s'est manifestée puisque les communes en régime urbain reçoivent plus de 70 % des produits des taxes locales sur l'électricité en 1999. On voit clairement qu'en francs constants les recettes des taxes sur l'électricité des communes rurales évoluent peu : 1,5 GF 1995 pour la taxe communale, 0,8 GF 1995 pour la taxe départementale. En clair, les ressources fiscales des communes rurales tendent à stagner alors que nous savons que leurs besoins tendent à augmenter.

Ce basculement de la TLE des communes en régime urbain vient de la conjugaison de deux facteurs. Le premier consiste en une forte poussée de l'étalement urbain, c'est-à-dire de l'influence des zones urbaines sur leur espace environnant. Le second repose sur la croissance des consommations d'électricité et donc de la base d'imposition des taxes locales sur l'électricité qui explique la tendance observée. Considérons le nombre de communes en fonction des seuils d'habitants agglomérés qui définissent l'appartenance aux catégories urbaines ou rurales depuis 1962. Ce seuil est important car il permet au FACÉ de définir le taux de contribution au fonds sur la base des consommations communales. En ce qui concerne les taxes locales sur l'électricité, le recouvrement avec les contributions des ventes BT au FACÉ est partiel, dans le sens où la « ruralité » du point de vue du FACÉ peut différer de la « ruralité » du point de vue des taxes locales sur l'électricité. Ceci dit, si des différences existent, elles sont mineures en raison d'une volonté du gouvernement de ne pas multiplier les exceptions. Dès lors, l'examen du nombre de communes en fonction de leur population permet de mieux comprendre l'origine de l'augmentation importante de la taxe sur l'électricité des communes en régime urbain, ce que l'on peut constater dans le tableau suivant.

**Tableau 20 : Nombre de communes par catégories depuis 1962**

Catégorie de communes	1962	1968	1975	1982	1990	1999
Communes urbaines	nd	2.446	2.730	3.048	5.300	5.954
Communes rurales	35.837	35.262	33.664	33.385	31.251	30.609
Ensemble	nd	37.708	36.394	36.433	36.551	36.563

Source : INSEE, FACÉ ; nd : non disponible.

Le fort accroissement des taxes locales sur l'électricité en urbain est donc dû à l'accroissement du nombre de communes en régime urbain. Le mouvement semble s'être accéléré entre 1982 et 1990, période haute du mouvement de périurbanisation amorcé dès la fin des années 1960 (Le Jeannic, 1997). On comprend mieux ainsi comment la TLE en régime urbain a pu croître alors que celle des communes du régime rural stagnait. En l'absence de données plus précises sur l'imposition indirecte de l'électricité nous pouvons aussi conjecturer que l'accroissement des consommations a pu s'accompagner d'une augmentation des taux d'impositions dans les communes du régime urbain. La répartition des recettes de la TLE selon le régime d'électrification s'est donc considérablement modifiée.

#### **4.2.2 La place de la fiscalité de l'électricité dans les ressources des collectivités locales**

Parallèlement, dans la même période, la fiscalité des collectivités locales s'est elle aussi considérablement modifiée, un mouvement qui s'inscrit dans une reconfiguration plus

profonde de la fiscalité locale amorcée par les lois de décentralisation votées en 1982 et 1983. A partir d'Odin et Pensier (1997) qui dressent un bilan exhaustif des transferts de l'État et de la fiscalité locale sous l'impact des lois de décentralisation sur une période allant de 1982 à 1993, et des rapports récents de l'Observatoire des Finances locales, on peut comparer l'évolution des recettes de la TLE (urbain et rural confondu) relativement à celle de la fiscalité indirecte locale.

**Tableau 21 : Évolution comparée de la TLE  
relativement à la fiscalité locale totale entre 1982 et 1999 (en %)**

Taux de croissance de 1982 à 1999	Taxe sur l'électricité (urbain+ rural) en francs courants	Taxe sur l'électricité (urbain+ rural) en francs 1995)	Ensemble de la fiscalité locale (francs courants)	Ensemble de la fiscalité locale (en francs 1995)
Global	+164,1	+57,2	+569,0	+298,2
Moyenne annuelle	+5,9	+2,7	+11,8	+8,5

Source : Odin et Pensier (1997), DGCL (2000)

Dans le tableau 21, on voit très nettement que les recettes des taxes locales sur l'électricité ont augmenté bien moins vite que celles de la fiscalité locale indirecte. Ainsi, en valeur, sur la période 1982-1999 le taux de croissance annuel moyen de la TLE est de +5,9 %, contre +11,8 % pour la fiscalité locale totale. En francs constants le différentiel de taux de croissance est presque triple (+2,7 % contre + 8,5) %. Le poids de la TLE dans la fiscalité indirecte décroît en parallèle assez sensiblement, ce que confirme le tableau suivant.

**Tableau 22 : Évolution du poids de la TLE  
dans la fiscalité locale entre 1982 et 1999**

Année	Part relative de la TLE (urbain+rural) dans la fiscalité locale indirecte	Total de la fiscalité indirecte (GF courants)
1982	30,1%	10,3
1987	13,9%	40,2
1992	14,9%	54,3
1995	12,9%	60,3
1999	11,9%	68,9

Source : Odin et Pensier (1997), DGCL (2000)

La part de la TLE dans la fiscalité locale indirecte est donc passée de 30 % en 1982 à 12 % en 1999, soit une division par 2,5. Ce mouvement s'est produit assez rapidement puisque, dès 1987, la part de la TLE était déjà de 14 % environ, elle reste toutefois assez stable depuis bien que légèrement décroissante. Il y a donc un problème de financement pour les collectivités en régime rural puisque leurs ressources principales, à savoir les produits des taxes sur l'électricité stagnent tandis que les besoins de travaux tendent à augmenter. Ces éléments laissent entrevoir une crise potentielle de financement des travaux d'électrification rurale alors que se réorganise le service public de l'électricité.

## **5 Conclusion**

L'analyse historique de l'électrification rurale permet de comprendre l'importance qu'a eue cette activité, et sa place actuelle dans un secteur économique dont le marché est arrivé à maturité.

- **La construction d'un compromis social Ville-Campagne**

L'électrification rurale est tardive. Elle a nécessité un engagement fort d'un État souhaitant encourager l'accès des ruraux à l'énergie électrique alors perçue comme facteur de développement. La construction des premiers réseaux est confiée aux collectivités avec une aide de l'État à fond perdu à hauteur de la moitié du coût d'établissement des réseaux : les fondations du régime d'électrification rurale sont posées. Le succès de l'action des élus ruraux leur ouvre un espace de forte légitimité pour associer service public et intérêt général à l'électrification rurale, et ceci d'autant plus que le contexte politique et social révèle les limites d'une industrie privée dont la concentration apparaît excessive au milieu des années 1930. Ceci se concrétise par une inversion du rapport de forces où les élus arrivent à imposer la création d'un fonds de péréquation sur les investissements. Il se maintiendra à la libération où les élus ruraux de la FNCCR parviennent à la conservation du régime d'électrification rurale en l'état lors de la nationalisation de 1946, à un moment où l'électrification rurale n'est pas encore achevée.

L'entreprise de l'électrification rurale initiée au début des années 1920 s'achèvera vers 1970 en accompagnant le rattrapage du retard des consommations rurales par rapport aux consommations urbaines, que les élus ruraux appelaient à combler depuis les débuts de l'électrification rurale. Ce n'est qu'au milieu des années 1970 que les consommations rurales dépassent les consommations urbaines au prix d'un accroissement très net des besoins de renforcement des réseaux. Cette croissance subite des besoins n'est pas remise en question alors qu'après la seconde guerre mondiale, les choix techniques des débuts de l'électrification rurale se sont révélés insuffisants et ont été mis en question.

- **Un compromis social détourné par sa mise au service d'autres choix que l'intérêt général**

S'ouvre la dernière phase avec un environnement institutionnel et économique en pleine mutation. Avec tout d'abord un recul de la solidarité nationale par le désengagement de l'État,

puis une recomposition de l'extension géographique du régime d'électrification rurale en 1974 qui tend à en restreindre le champ, mais dans un contexte de choix techniques et commerciaux (la diffusion du chauffage électrique) suscitant des besoins encore plus importants qu'auparavant. Le projet initial qui tendait à réduire les disparités se révèle cinq décennies plus tard oublié. Il devient créateur d'autres formes d'inégalités en raison de l'impact cumulatif des usages thermiques de l'électricité sur les réseaux ruraux. Quelques années plus tard, en 1992, de nouveaux choix techniques entretiennent le besoin de financement avec l'enterrement des réseaux, initialement sous l'influence d'une demande sociale pour des réseaux plus esthétiques, et plus récemment pour des raisons de sécurité des ouvrages ruraux, à la suite de la tempête de 1999. L'évolution budgétaire est marquée par une augmentation de la contribution directe des collectivités locales, celle du FACÉ étant plafonnée. Bien que le FACÉ compense les inégalités les plus criantes, les différences entre départements tendent à s'accroître, notamment en raison d'écarts importants entre besoins objectifs et niveau des fonds propres des collectivités. Ces observations conduisent à mener une critique d'économie publique des derniers stades d'évolution du régime d'électrification rurale dans le chapitre qui suit.





## **Chapitre 2 :**

# **Limites des justifications d'économie publique et durabilité du régime d'électrification rurale**

« EDF a réussi à traduire la rationalité économique dans la réalité industrielle »  
Un cadre d'EDF, cité dans Beltran et al., 1985.

### **Introduction**

Le chapitre précédent a conduit au constat d'un dysfonctionnement croissant du régime d'électrification rurale, et d'un éloignement du principe d'équité qui auparavant justifiait la sous-optimalité au sens strict de la fourniture électrique par les mécanismes de réallocation et de péréquation. Nous allons analyser ici ce décalage sous l'angle des critères de l'économie publique afin d'en formuler une explication par l'écart entre les principes théoriques du modèle de gestion de l'industrie électrique publique et son évolution commerciale. Ce décalage introduit une tension entre la péréquation des tarifs et le principe de péréquation des investissements sur lequel repose la séparation institutionnelle de l'électrification rurale.

Le chapitre s'articule autour de quatre sous parties. La première rappelle les règles de la tarification du service public de l'électricité telles qu'elles ont été élaborées au sein d'EDF, sur lesquelles nous avons vu que les élus locaux ont eu une influence certaine dans la régulation du secteur nationalisé. Une fois exposé les principes de la doctrine tarifaire, nous examinons le traitement de la différence spatiale des coûts de distribution dans les tarifs, notamment sous l'angle de la péréquation. Le principe d'équité sous-jacent explique les difficultés de financement des besoins de l'électrification rurale dans le long terme. Nous abordons ensuite la place de l'électrification rurale dans le dispositif tarifaire. On montre ensuite comment une certaine opacité aboutit à imposer une entorse aux principes tarifaires énoncés en début de chapitre. On montre ensuite quelle place l'électrification rurale a pu trouver dans le modèle transformé d'une industrie électrique finalisée sur des objectifs commerciaux.

Nous examinons l'effet cumulatif de cette péréquation sur le régime d'électrification rurale, notamment au travers de la dérive des coûts de renforcement qui aboutit à accroître les disparités entre départements, alors que le projet initial d'électrification les avait réduits à son achèvement. Nous concluons sur le poids de l'inertie institutionnelle du système sous l'effet dynamique combiné de l'extension urbaine, du changement technologique, de l'apparition de

nouvelles normes techniques de qualité de fourniture et de nouvelles technologies de développement des réseaux.

## **1 La tarification au coût marginal comme fondement de la pratique d'EDF**

La loi de nationalisation de 1946 était rédigée en des termes purement institutionnels (Monnier, 1983, p.44), si bien que les modalités d'application économiques restaient à définir. C'est un effort de transposition de résultats théoriques qui aboutit progressivement au modèle tarifaire d'EDF.

### **1.1 RENDEMENT SOCIAL MAXIMAL ET TARIFICATION D'UN MONOPOLE PUBLIC**

Le paradigme marginaliste constitue le principe directeur de la tarification à EDF<sup>63</sup>, Marcel Boiteux dans ses deux articles de 1949 et 1956, et Dessus dans son apologue<sup>64</sup> de 1949 ont contribué très largement à la popularisation de la pensée marginaliste dans le monde industriel et plus particulièrement à son ancrage au sein d'EDF.

Les principes les plus généraux découlent de la recherche d'une règle de gestion d'un monopole public dont l'objet est de produire un bien privé. La référence du monopole privé « en l'absence de tout autre » (Boiteux, 1949) est la maximisation du profit, cette règle ne saurait s'appliquer à une entreprise publique « sauf à la transformer en simple entreprise fiscale » (ibid.) ; dès lors, il convient de trouver un autre principe de gestion, en l'occurrence l'intérêt général. Partant de ce principe, la théorie économique marginaliste propose une définition de l'intérêt général : le critère de Pareto.

Ce critère consiste à évaluer un état social donné relativement à l'allocation des ressources et tel que la maximisation de l'utilité de tous les membres de la société soit réalisée. Plus précisément, une allocation est efficace au sens de Pareto lorsque l'on ne peut réaffecter une partie des ressources dans l'économie sans léser au moins un agent. En pratique, une telle situation est très rarement vérifiée (Stiglitz, 1998), le critère de Kaldor-Scitovski permet de prendre des décisions qui lèsent certains si des gains collectifs suffisants émergent pour compenser leurs pertes, même si cette compensation n'est pas effectuée dans les faits.

---

<sup>63</sup> Le Tarif Vert dès 1957, puis le Tarif Général dès 1965 qui deviendra le Tarif bleu actuel. De ces premiers principes au succès incontestable et jusqu'aux raffinements actuels tel le Tarif Tempo.

<sup>64</sup> Présenté par Hourcade, (1989).

La combinaison des deux règles que Boiteux énonce, implique que l'entreprise publique dont l'objectif est de vendre ses produits<sup>65</sup> dans un but d'intérêt général doit déterminer un système de prix tel que cet objectif soit réalisé. Un tel système de prix impose de vendre au coût marginal. Il s'ensuit qu'un objectif d'intérêt général au sens de Pareto consiste à imposer au monopole public la règle spontanée de la concurrence pure et parfaite (ibid.).

Nous considérons quelques caractéristiques générales des monopoles auxquels nous confèrerons par la suite un caractère public. Rappelons la définition étymologique du monopole :

*Monopole* (XIV<sup>e</sup> siècle) : du latin monopolium, du grec monopolion, « privilège exclusif de vendre ou d'acheter certaines marchandises » (Baumgartner et Ménard, 1996, p. 508).

Par extension, le monopole désigne une entreprise unique qui fournit toute la demande d'un ou plusieurs produits. C'est à la fois un état sur un ou plusieurs marchés et une caractéristique d'une ou de certaines entreprises sur leurs marchés respectifs. Bernard Guerrien (1996, p. 338) note que la frontière du monopole est assez floue, en raison des degrés variables de substituabilité des biens qui ne permettent pas toujours de fixer précisément l'existence des situations de monopole.

La présence de monopoles est motivée soit pour des raisons pratiques, soit légitimée du fait de la présence de coûts fixes importants et de rendements d'échelle croissants, soit encore, du fait de l'évolution de certains marchés à travers un historique de concentration des entreprises. On parle alors dans le premier cas de monopole naturel, concept auquel est associée la sous additivité des coûts. Cette propriété énoncée par Baumol et al. (1982), permet de fonder théoriquement l'existence des monopoles naturels. Soit  $n$  entreprises produisant un bien en quantité  $Q^j$ , pour un coût  $C(Q^j)$ , et la production totale,  $Q = \sum_j Q^j$ ,  $j = 1, \dots, n$  ; alors la fonction de coût est dite strictement sous-additive si et seulement si :  $C(Q) < \sum_j C(Q^j)$ . Autrement dit, il est moins coûteux de confier la production du bien à une seule entreprise. Plus précisément, l'activité est un monopole naturel si sa fonction de coût est sous-additive sur l'ensemble des productions possibles : c'est une propriété locale dans le sens où une fonction peut vérifier la proposition pour certains niveaux de production seulement (Barale, 2000, p. 13).

---

<sup>65</sup> EDF est une entreprise multiproduits, et c'est l'une des idées cruciales que sa direction a dû défendre pour justifier son approche de la tarification de l'électricité, ce que Boiteux évoque dans Haute Tension.

Dans le secteur électrique, les rendements croissants et l'importance des coûts fixes sont prépondérants, ce qui fait que certains segments de cette activité sont en situation de monopole naturel : par conséquent, l'organisation institutionnelle confère localement aux entreprises l'exclusivité de la desserte sur un territoire géographiquement délimité. C'est le cas essentiellement du transport et de la distribution d'électricité. Cette situation justifie la présence du monopole pour des raisons d'efficacité : la demande ne saurait absorber les coûts fixes de plusieurs réseaux concurrents. C'est un résultat assez général pour toutes les industries de réseau : les gains d'efficacité induits par les rendements d'échelle ne peuvent être exploités que dans le cadre de monopoles locaux en raison même des coûts fixes élevés des réseaux.

## **1.2 LA RÈGLE DE TARIFICATION DE RAMSEY-BOITEUX**

Avant d'exposer la règle de la tarification au coût marginal de Ramsey-Boiteux, nous rappelons quelques principes de l'économie du bien-être (Vedel, 2000). Dans une économie pure, composée de plusieurs consommateurs en interaction une situation d'équilibre général correspond à un optimum collectif. Sous certaines conditions sur la forme de la technologie et des préférences des agents, l'équilibre concurrentiel décentralisé est équivalent à l'optimum de Pareto. Le premier théorème du bien-être établit que tout équilibre walrasien est un optimum de Pareto, tandis que le second théorème énonce que tout optimum de Pareto peut être considéré comme un équilibre walrasien et peut donc être réalisé de manière décentralisée. Ces résultats extrêmement forts laissent entrevoir sous certaines conditions la possibilité de réaliser ce que Maurice Allais qualifiait d'état de rendement social optimal par le jeu de la décentralisation des décisions par les prix. C'est l'un des fondements théoriques qui a guidé la mise en application de la tarification au coût marginal. En effet, l'application suppose de construire un système de prix tel que les choix décentralisés des consommateurs d'électricité aboutiront à une situation collective que l'on souhaite la plus proche d'un optimum de Pareto. C'est le rôle du tarificateur qui connaît les coûts et les demandes, mais c'est encore insuffisant car l'optimum de Pareto n'est pas discriminant sur le plan de l'équité. Il faut donc introduire des transferts forfaitaires qui permettent d'obtenir une situation acceptable sur le plan de l'équité, c'est l'un des arguments théoriques justifiant la péréquation des tarifs.

Les entreprises de l'industrie électrique sont en outre dotées de technologies à rendements croissants, or, en présence de rendements d'échelle croissants, la tarification au coût marginal

entraîne un déficit à long terme. Le coût marginal de long terme (courbe enveloppe des courbes de coût de court terme) est inférieur au coût moyen de long terme. De ce fait, la recette marginale est inférieure au coût marginal.

La théorie suggère plusieurs moyens de corriger le déficit du monopole public doté de rendements croissants. L'État peut avoir recours à la fiscalité afin de compenser les déficits, par l'imposition directe ou indirecte. C'est la solution préconisée par Hotelling, (1938). Ou bien encore, il peut procéder à un prélèvement sur les entreprises publiques qui dégagent un surplus, Quoilin (1976). La diversité des solutions montre que cette question est délicate, tant pour des raisons pratiques que politiques. La voie fiscale, notamment, peut être considérée comme un aveu de mauvaise gestion quand bien même la tarification au coût marginal se justifie du point de vue collectif. La fiscalité peut induire des effets redistributifs indésirables, par le biais de modifications des comportements des ménages (Picard, 1992, p. 350). Enfin, l'adoption de tarifs binômes permet de corriger en partie le problème du déficit par le biais de la prime fixe qui permet de recouvrer les charges fixes d'investissement en la fixant de telle manière qu'elle comble la différence entre les coûts totaux et les recettes par le terme variable (Laffont, 1990).

L'option la plus réaliste consiste à amender le critère du coût marginal en imposant une contrainte supplémentaire au monopole public. On se situe donc dans une optique de second rang (second best) relativement à la solution de premier rang de tarification au coût marginal. Cette contrainte impose de financer la production par des recettes au moins équivalentes. Elle prend la forme de péages ajoutés au coût marginal en fonction des caractéristiques de la demande. Notre exposé s'inspire largement de Picard (1992).

Considérons un monopole public multiproduits astreint à l'équilibre budgétaire dans le cadre d'une règle de tarification au coût marginal. On suppose que le monopole public produit  $n$  biens,  $i=1, \dots, n$ . Le prix de chaque bien est  $p_i$  ; on suppose que la demande de chaque bien ne dépend que du prix de ce bien. On suppose en outre que les demandes de chaque bien sont indépendantes<sup>66</sup> (leurs élasticités-prix croisées sont nulles), on suppose que l'État impose à l'entreprise de maximiser un surplus collectif, ce qui induit certaines limites que nous discuterons.

---

<sup>66</sup> C'est à dire que les biens ne sont pas substituables entre eux, d'où la forme des résultats présentés dans ces sections.

Le surplus total des consommateurs peut s'exprimer comme la somme des surplus dégagés par la consommation de chaque bien :

$$S = \sum_i \left( \int_0^{y_i} p_i(q) dq - p_i(y_i) y_i \right) \quad (2.1)$$

avec  $y_i$  le niveau de production du bien  $i$ , au prix  $p_i(y_i)$ .

On note la fonction de coût total du monopole :  $CT = CT(y_1, \dots, y_n)$ .

Le profit du monopole est la recette agrégée des  $n$  biens produits nette du coût total :

$$\Pi = \sum_i p_i(y_i) y_i - CT(y_1, \dots, y_n) \quad (2.2)$$

On considère le surplus collectif  $W = S + \Pi$  somme du surplus des consommateurs et du profit des entreprises publiques. Deux cas peuvent être considérés : on laisse l'entreprise égaliser ses prix au coût marginal sans autre condition sur les profits, ou bien, on impose l'équilibre budgétaire soit  $\Pi = 0$ . Le second cas nous permet de donner l'expression du surplus global :

$$W = \sum_i \left( \int p_i(q) dq \right) - CT(y_1, \dots, y_n) \quad (2.3)$$

Le problème consiste à déterminer la solution du lagrangien suivant :

$$L = W + \lambda \Pi \quad (2.4)$$

Ce qui conduit aux conditions d'optimalité suivantes :

$$\frac{\partial L}{\partial y_i} = 0 \quad \forall i = 1, \dots, n \quad (2.5)$$

Soit, plus explicitement :

$$p_i(y_i) - \frac{\partial CT}{\partial y_i} + \lambda \left[ p_i'(y_i) y_i + p_i(y_i) - \frac{\partial CT}{\partial y_i} \right] = 0 \quad (2.6)$$

On remarque dans (3.11) que les dérivées partielles de CT par rapport aux  $y_i$  sont les expressions des coûts marginaux que nous noterons  $Cm_i$  ; de même le terme  $p'_i(y_i)$  est l'utilité marginale indirecte<sup>67</sup> de la demande. La réécriture de (3.11) permet de déduire l'expression :

$$\frac{p_i - Cm_i}{p_i} = -\frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{p'_i(y_i) y_i}{p_i(y_i)} = -\frac{\lambda}{(1 + \lambda) e_{p_i/y_i}} \quad \forall i = 1, \dots, n \quad (2.7)$$

Cette dernière expression est la condition dite de Ramsey-Boiteux qui stipule que l'écart relatif du prix au coût marginal<sup>68</sup> est inversement proportionnel l'élasticité-prix de la demande à un facteur près : c'est la condition d'équilibre du monopole corrigée de la contrainte d'équilibre des recettes. Autrement dit, la tarification optimale du monopole astreint à l'équilibre budgétaire implique de fixer un péage proportionnel à l'élasticité-prix de la demande sur chaque segment du marché.

La règle de Ramsey-Boiteux impose des péages d'autant plus importants que la demande est inélastique. Le rapport  $\lambda/(1+\lambda)$  est le coefficient de correction qui permet d'équilibrer les recettes et les dépenses. Cette condition permet de garantir l'équilibre financier d'un monopole dont la technologie est à rendements croissants qu'il soit public ou privé. Il se trouve que les industries de service public ont cette caractéristique, c'est ce qui a conduit Boiteux à adopter cette condition.

L'application de cette règle soulève des questions pratiques et théoriques. Sur le plan pratique, la quantité d'information requise sur la demande impose des compromis sur la lisibilité des tarifs. C'est en fait la règle de Allais, plus simple, qui a été appliquée dans le cas de l'EDF. Cette règle consiste en une proportionnalité aux coûts marginaux sur des segments de demande péréqués, c'est-à-dire des fournitures types pour quelques classes de clients, (Allais, 1948). Boiteux note qu'Allais propose cette règle « plus pour lutter contre les abus auxquels conduit cette dernière solution [l'écart relatif proportionnel à l'élasticité-prix] que pour des raisons théoriques [...] » (Boiteux, 1956). Sur le plan théorique, la proportionnalité inverse de l'élasticité-prix revient à prélever un péage sur les clients dont la demande est la moins sensible aux prix. Dans le cas d'un service public, ceci conduit à léser les clients pour lesquels la disponibilité à payer est la plus grande, et ceci d'autant plus si le bien se voit attribuer la

---

<sup>67</sup> On suppose dans ce cadre que les fonctions de demandes des consommateurs sont connues et représentées par les fonctions d'utilité indirecte qui lient le prix aux quantités consommées : demandes dites marshalliennes.

<sup>68</sup> Ou indice de Lerner que nous noterons  $L_i$ .

qualité de bien de première nécessité<sup>69</sup>. Une application stricte de cette règle conduit à négliger l'équité entre classes de clients. Les considérations d'équité impliquent donc de trouver un compromis entre les impératifs d'équilibre budgétaire et la traduction d'un critère d'équité dans les tarifs.

### **1.3 LA MISE EN PRATIQUE : LA DOCTRINE DE LA TARIFICATION AU SEIN D'EDF**

Nous présentons dans cette section l'application de ces principes par l'EDF. L'accent est mis intentionnellement sur les aspects relatifs à la distribution, Notre objectif est avant tout de mieux cerner l'interaction entre les pratiques d'EDF et le régime d'électrification rurale.

Si le modèle canonique de la tarification au coût marginal en second rang de Boiteux (1956) permet de fonder les règles essentielles à appliquer, la mise en pratique impose quelques entorses à ces principes sans toutefois les dénaturer. Cette tâche incombe au « tarificateur » de l'Établissement, personnage dont l'importance provient du caractère fondamental de cette mission et au prestige des fondateurs de la pratique de la tarification. Ce dernier est tel que l'Entreprise aurait réussi à « [...] traduire la rationalité économique dans la réalité industrielle. » (Beltran et al., 1985).

L'importance du rôle du tarificateur tient à la réalisation de la synthèse effective de la grande boucle de la planification qui relie la demande et l'offre de long terme via les prix. Les tarifs réalisent ce bouclage entre prévisions de la demande et optimisation de l'offre sous diverses contraintes afin d'assurer l'équilibre financier par une tarification de nature économique et non pas comptable puisque les rendements d'échelle croissants n'impliquent pas un équilibre financier a priori. On vient de voir qu'une entreprise unique qui tarifierait au coût marginal strict devrait alors enregistrer des pertes financières (Bös, 1994 ; Monnier, 1983). La solution consiste à ajouter des péages correctifs, c'est à dire des majorations d'équilibre<sup>70</sup> qui permettent d'assurer l'équilibre financier de l'entreprise.

La tarification d'EDF repose un second principe, l'égalité de traitement à côté de celui de l'efficacité économique.

---

<sup>69</sup> Comme c'est maintenant le cas pour le service public de l'électricité depuis la loi du 10 février 2000.

<sup>70</sup> Ce n'est pas l'unique possibilité, par exemple Bös (1994) montre que les primes fixes peuvent couvrir le déficit dans un tel contexte ; la solution du péage permet de conserver les principes de la tarification en courtournant l'extrême difficulté de l'application de règle de Ramsay-Boiteux : c'est le critère de Allais, plus simple.



- Comme le rappelle Boiteux (1993), l'égalité de traitement ce n'est pas l'égalité de tous les consommateurs devant tous les kWh, mais l'égalité des consommateurs devant les mêmes kWh. En d'autres termes, il s'agit de répercuter sur le consommateur l'impact économique de sa demande sur l'entreprise et de l'inciter à s'ajuster en conséquence ; cet impact est mesuré par le coût marginal qui est égal à l'économie que ferait l'entreprise si le consommateur renonçait à consommer une unité de plus. L'égalité de traitement admet donc une tarification différenciée en fonction des différents produits que sont les différents kWh.
- Cette différenciation s'impose en raison l'hétérogénéité du parc de production et de la non stockabilité, en dehors des différents niveaux de connexion au réseau de fourniture. Plus qu'un élément de discrimination elle devient un élément clef de l'efficacité économique du système. Si l'on confère au consommateur la capacité de valoriser subjectivement l'utilité de sa consommation, alors, un système de prix basé sur les coûts marginaux de production différenciés permet de réaliser une allocation optimale des moyens mis en oeuvre pour la satisfaire. La grande boucle peut être bouclée, l'entreprise réalise un optimum de Pareto décentralisé. Seules les « bonnes » demandes (les moins coûteuses) sont servies. Si le critère de Pareto ne permet pas d'apprécier les moyens de réaliser une allocation, la voie suivie par EDF allie centralisation de la production et décentralisation des choix de consommation.

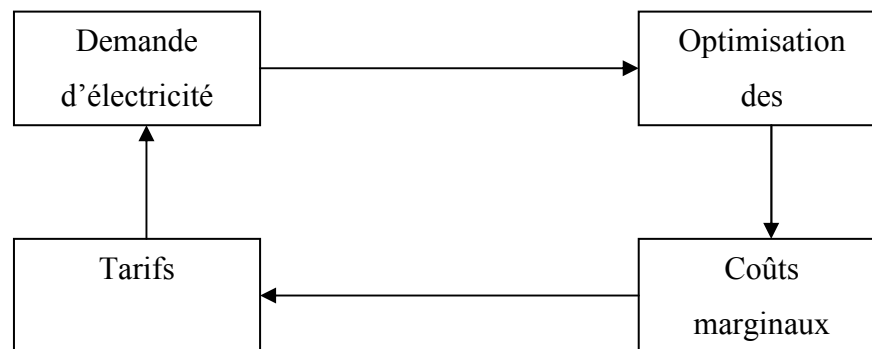
A partir de ces principes les deux fonctions principales du tarificateur consiste essentiellement à pratiquer deux sortes de simplifications (Monnier, 1983, p. 31).

- Les péréquations techniques. La lisibilité des tarifs impose de pratiquer des regroupements de fournitures aux caractéristiques similaires mais dont les coûts de production peuvent différer. Des moyennes de coûts marginaux sont effectuées au sein de chaque groupe de fourniture. Si ces péréquations sont indispensables, elles peuvent aussi s'avérer excessives et aboutir à des subventions croisées conséquentes, nuisibles à l'efficacité économique et en contradiction avec le principe d'égalité de traitement. C'est un des effets redistributifs de la tarification. La péréquation des tarifs sur tout le territoire est une décision d'ordre politique, avec de forts effets redistributifs (Colombier, 1993 ; de Gouvello, 1996 ; Boiteux 1999).
- La stabilité des tarifs. Le rôle d'orientation des décisions qui est explicitement conféré aux tarifs nécessite que ceux-ci restent lisibles, donc stables sur les horizons de décision. Une période de dix ans est acceptée comme référence (Monnier, 1983), du moins suffisamment pour éclairer les orientations prévues des coûts de production.

Lorsque les deux principes sont correctement reflétés dans les tarifs, il s'ensuit que l'entreprise publique est neutre vis à vis des décisions de ses consommateurs. En effet si les tarifs reflètent les coûts pour toutes les catégories homogènes de clients, toute décision de ces derniers n'entraîne des transferts de ressources qu'à hauteur du système électrique. C'est-à-dire que si le client optimise ses propres dépenses, il optimise aussi celles de l'industrie, et inversement, s'il développe sa consommation, sa facture suffit à financer les nouveaux investissements.

Les grands principes exposés et sachant que de part la nature de l'électricité un ajustement constant entre l'offre et la demande est nécessaire, le système de planification d'EDF s'est organisé selon le schéma de bouclage suivant :

**Schéma 1. Boucle de régulation d'EDF simplifiée**



#### **1.4 LE PASSAGE DES COÛTS AUX TARIFS**

L'étape finale de construction des tarifs consiste à passer des coûts marginaux aux barèmes tarifaires calés sur des tarifs objectifs qui permettent de calculer les taux de péages qui assurent l'équilibre des comptes de l'entreprise.

##### **1.4.1 Le passage effectif des coûts marginaux aux barèmes tarifaires**

En premier lieu les tarifs doivent assurer une adéquation satisfaisante des prix aux coûts marginaux afin d'exploiter la précision du signal tarifaire. La question des coûts de transaction porte sur deux aspects, tout d'abord, la lisibilité des tarifs pour le client puisque si les tarifs sont trop complexes celui-ci ne saurait que difficilement répondre au signal tarifaire ; deuxièmement, les coûts annexes relatifs aux mesures chez les clients, à la connaissance des charges et aux besoins d'informations sur la demande impliquent une limite à la finesse des tarifs<sup>71</sup>.

Le signal tarifaire doit offrir une certaine robustesse aux aléas, c'est-à-dire garder une certaine stabilité, en vertu de leur capacité à orienter des choix à longue durée de vie. Les tarifs sont donc calés sur les coûts marginaux de long terme, à parc ajusté, qui sont plus stables que les

coûts marginaux de court terme. On doit supposer que les conditions économiques ne seront pas profondément modifiées pour que les tarifs reflètent correctement l'état d'optimalité du parc ajusté<sup>72</sup>.

La complexité des tarifs est conditionnée par : (1) les possibilités de réponse des clients concernés par chaque tarif, c'est-à-dire leur capacité à interpréter correctement ce signal, (2) les coûts de comptage et de mise en oeuvre. Ceci est effectué à travers la proposition d'un menu d'options dans lequel le client fait un choix. L'idée sous-jacente est que si l'on confère au client un comportement rationnel, le menu de contrats proposés par l'EDF fera que le client « s'autoselectionnera » de manière optimale réalisant ainsi son optimum personnel tout en contribuant à l'optimum social. Sans engager à ce stade la discussion théorique, on notera au passage que le principe du choix rationnel du consommateur a une grande importance pour notre sujet, la maîtrise de la demande d'électricité, car pris au pied de la lettre, il signifie que l'action sur la demande n'a pas lieu d'être, étant donné que les clients la font en quelque sorte d'eux-mêmes<sup>73</sup>. Mais les limites de la rationalité des clients et les questions de perfection de l'information impliquent de nuancer fermement cette position.

Les coûts marginaux sont ensuite agrégés par niveau de tension, ce qui conduit aux versions tarifaires en raison des éléments de coûts pris en compte dans chacune d'elles. Pour chaque version tarifaire, on établit des moyennes de coûts par périodes horosaisonnnières, en tenant compte de la puissance souscrite des clients.

#### **1.4.2 L'équilibre des comptes : barèmes objectifs et taux de péage**

Le décalage entre coût comptable et coûts marginaux économiques a pour origine le fait que les charges comptables d'exploitation (exploitation, amortissement et charges financières) sont calées sur les investissements historiques (eux-mêmes enregistrés au coût historique selon l'optique patrimoniale de la comptabilité privée) tandis que les coûts marginaux économiques sont calés sur des prévisions de développement à un horizon donné. En outre, les charges financières sont calculées sur les taux du marché tandis que les coûts marginaux

---

<sup>71</sup> Cette limite peut aussi baisser au cours du temps : ainsi, les tarifs horosaisonniers à plusieurs tranches par jour pour les clients en tarif bleu (option TEMPO) ont été proposés vers la fin des années 1990, grâce aux progrès technique : arrivée des comptages électroniques, meilleure connaissance des charges.

<sup>72</sup> C'est l'une des limites de l'application de la tarification au coût marginal de long terme qui suppose une absence de déséquilibres dans les autres secteurs de l'économie.

<sup>73</sup> Voir par exemple la préface de Marcel Boiteux dans Waroquaux, 1995.

reposent sur le taux d'actualisation (Chefdeville, 1996). Il n'y a donc pas de raison que les deux approches coïncident.

Etant donné que la règle de Ramsey-Boiteux ne peut pas être appliquée concrètement, on utilise la règle de Allais, c'est-à-dire un péage uniforme appliqué à tous les éléments des tarifs (primes fixes et énergie), de manière à ne pas en déformer la structure. Le péage permet un bouclage final dans le sens où la contrainte d'équilibre budgétaire est respectée sans déformation de la structure optimale en développement du parc reflétée dans les tarifs proposés : les prix relatifs demeurent égaux aux rapports des coûts marginaux.

La structure tarifaire avant application des péages est appelée « tarif objectif au coût marginal pur ». La valorisation des recettes à ce tarif permet de calculer les recettes théoriques au coût marginal, le taux de péage est donc tout simplement donné par l'écart relatif des recettes réelles nécessaires aux recettes au coût marginal :

$$\text{Taux de péage} = \frac{\text{recettes nécessaires}}{\text{recettes au cout marginal}} - 1 \quad (2.8)$$

Le taux de péage est aujourd'hui proche de zéro. Les péages s'accroissent lorsque le poids des charges financières financées par l'emprunt augmente le niveau des recettes nécessaires : c'était le cas durant la décennie de construction du parc nucléaire (Chefdeville, 1995).

### 1.4.3 L'imputation des coûts du kWh aux différents segments du système

La structure des coûts du kWh en fonction de la tension de livraison dans la période récente est donnée dans le tableau suivant :

**Tableau 23 : Répartition en % des coûts du kWh  
par classe de tension de livraison (moyennes 1996-1997)**

	Production hors perte	Transport	Distribution
Vert C (THT)	90	10	0
Vert B (HT)	85	10	5
Vert A (MT)	75	15	10
Basse tension (Jaune + Bleu)	50	15	35

Source : EDF, d'après Conseil de la Concurrence, de la Consommation et de la Répression des Fraudes, 1999.

Aux tensions les plus élevées la production domine le coût du kWh. Ce n'est qu'en basse tension que la distribution représente 35 % du coût du kWh livré en moyenne annuelle. Ces éléments très agrégés masquent une variabilité géographique importante que l'EDF a étudiée.

Pour la basse tension rurale, les pourcentages indiqués dans le tableau ne concernent que la part des coûts imputables à EDF, soit environ 65 % du coût social total (de Gouvello, 1996).

## **2 Le traitement spécifique des coûts de distribution et de transport**

Le coût total de la fourniture doit intégrer les coûts en aval de la production, c'est-à-dire la livraison jusqu'aux clients en fonction des différentes catégories tarifaires et des tensions de livraison. Le calcul des coûts de transport et de distribution introduit une difficulté supplémentaire en raison de l'absence de modèles de calcul similaires au segment de la production (Chefdeville, 1995, p. 16). Les raisons en sont les suivantes :

1. la grande variabilité des clients et de leurs modes de consommation, autrement dit, leurs courbes de charge ;
2. l'existence d'indivisibilités importantes de la structure des ouvrages ;
3. le très grand nombre d'éléments des réseaux de transport et de distribution.

Dès lors, ces contraintes techniques supposent l'utilisation d'une approche statistique pour calculer les coûts du transport et de la distribution en fonction de trois autres composantes afférentes aux coûts des ouvrages :

1. les coûts unitaires des ouvrages à développer ;
2. les quantités moyennes nécessaires pour assurer les transits de puissance ;
3. les rendements d'échelle sur les quantités d'ouvrages en fonction des puissances appelées.

Il s'ensuit qu'il n'existe pas de concept de coût marginal de court terme comme en production, par contre, le coût marginal en développement est un concept statistique précis : la valeur moyenne du coût lié à la fourniture marginale pour un niveau de qualité donné (Chefdeville, 1991, p. 3). Nous rappelons ici comment ce calcul est réalisé tant sur le segment du transport que de la distribution.

Le calcul des coûts marginaux de transport et de distribution se fait en deux étapes :

- calcul des coûts marginaux de développement des réseaux : soit le coût d'un kW de capacité supplémentaire en pointe ;
- calcul de responsabilité de pointe de la fourniture marginale dans le développement des capacités, compte tenu du niveau de qualité de service retenu.

Les coûts de développement peuvent être calculés en fonction des données disponibles. Trois approches sont possibles : calcul d'un coût incrémental, simulation, estimation économétrique (ibid., p. 5). L'estimation économétrique est la méthode employée par EDF pour le calcul des

coûts de développement des réseaux. L'analyse économétrique se fonde sur des régularités constatées sur la répartition des quantités d'ouvrages des réseaux électriques dans l'espace. Ces observations assez anciennes ont été formulées par les premiers ingénieurs de planification des réseaux qui ont tenté de modéliser de manière simplifiée la structure des réseaux électriques en fonction des lois physiques de l'électricité (Juricic, 1971). Le modèle employé par EDF que nous présentons, élaboré par Juricic établit le lien entre contraintes techniques et optimum économique par le biais d'une fonction de coût de développement que l'on cherche à minimiser sous une contrainte de production.

## 2.1 LE MODÈLE DE JURICIC

L'analyse des propriétés des réseaux électriques a permis de constater que les différentes quantités d'ouvrages (conducteurs et postes de transformation) sont des facteurs partiellement substituables. Le problème du développement des réseaux consiste donc à optimiser la combinaison technique entre volumes de conducteurs et nombre de postes pour chaque niveau de tension et pour un niveau de qualité donné afin d'en minimiser le coût.

La relation de Juricic exprime la combinaison technique entre le volume des conducteurs  $L^{74}$ , le nombre de postes  $N$  d'un réseau desservant une surface  $S$  et dont la puissance de pointe est  $P$  :

$$\frac{P}{S} = K \left( \frac{L}{S} \right)^{\alpha} \left( \frac{N}{S} \right)^{\beta} \quad (2.9)$$

La résolution du programme de minimisation du coût donne les expressions suivantes des valeurs optimales :

$$\frac{P}{S} = K_1 \left( \frac{L}{S} \right)^{\alpha+\beta} \quad \text{et} \quad \frac{P}{S} = K_2 \left( \frac{N}{S} \right)^{\alpha+\beta} \quad (2.10)$$

soit :  $P = KQ^r$  avec  $r = \alpha + \beta$  le rendement d'échelle global et  $Q$  les lignes ou les postes.

Les rendements d'échelle  $r$  ont été étudiés pour les réseaux urbains, dont la contrainte technique est une contrainte d'intensité et pour les réseaux ruraux dont la contrainte technique

---

<sup>74</sup> La variable  $L$  représente la longueur, cependant, l'addition de conducteurs de tensions différentes suppose de pondérer ces longueurs par l'intensité maximale qui y circule. Comme celle-ci est proportionnelle à la section, la variable  $L$  s'apparente à un volume (longueur x section).

est une contrainte de tension. Les valeurs respectives de  $r=\alpha+\beta$  sont de 3/2 en urbain et 2 en rural. Les rendements d'échelle sont donc croissants, la cohérence de la relation a été testée sur les réseaux électriques français (Chedeville, 1991, p. 7 ; Hourcade et Colombier, 1987 ; de Gouvello, 1996).

Le coût marginal de développement peut s'écrire :

$$C_m = (\Delta Q / \Delta P) * A \quad (2.11)$$

où  $A$  est le coût unitaire d'anticipation de l'ouvrage :  $A = aI + (I - V) + d$ . C'est le coût unitaire actualisé pour une année de fonctionnement, avec respectivement :

$a$  := le taux d'actualisation (égal à 8 %),

$I$  := le coût d'investissement unitaire,

$V$  := la valeur résiduelle des ouvrages au bout de la première année d'exploitation,

$d$  := le montant des charges d'exploitation de la première année.

La relation  $P = KQ^r$  permet d'exprimer  $\Delta P$  par différentiation, soit :

$\Delta P = KrQ^{r-1} \Delta Q$  ; en substituant l'expression de  $P$  on obtient :

$\Delta P = r(P/Q)^r \Delta Q$  ; d'où l'on tire l'expression du coût marginal en développement :

$$CM = \left( \frac{1}{r} \right) \sum_{\text{ouvrages}} A \left( \frac{Q}{P} \right) \text{ en F/kW.an} \quad (2.12)$$

Le coût marginal de développement s'exprime comme la somme sur les classes d'ouvrages (lignes et postes) du coût d'anticipation par les quantités d'ouvrages moyennes pondérées par l'inverse du rendement d'échelle. Ce coût marginal s'exprime donc sous la forme d'un coût par unité de puissance annualisé.

En pratique, les quantités d'ouvrages sont des agrégats de différents types d'ouvrages de coûts différents, le coût marginal est donc calculé de la manière suivante :

- le coût d'anticipation est donné par la somme pondérée des coûts d'investissement des différentes classes d'ouvrages en proportion de leur part en développement ;
- les rendements d'échelle sont estimés par régression de la quantité de facteur sur la puissance de pointe<sup>75</sup> ;

---

<sup>75</sup> Chedeville (1991, p.8) suggère que le progrès technique biaise une estimation en série temporelle, on préfère donc la coupe transversale qui suppose un découpage du réseau en zones plus ou moins denses sur lesquelles faire l'estimation, c'est la méthode retenue par de Gouvello (1996) et Colombier et Hourcade (1987).

- les quantités moyennes d'ouvrages d'un type donné sont calculées à partir des stocks existants ou des plans de développement des réseaux. Le stock est rapporté aux kVA installés en transformation.

Le modèle de Juricic permet donc de calculer des coûts marginaux par classe d'ouvrage en fonction des statistiques dont on dispose sur ces ouvrages. Une fois connu le coût en développement, il faut calculer les quantités nécessaires pour couvrir la pointe sur la zone considérée selon les niveaux MT et BT.

## 2.2 CALCUL DE LA RESPONSABILITÉ DE POINTE

La loi précédente donne une expression simple des coûts en développement sur les différentes catégories d'ouvrages, son calcul nécessite cependant de disposer de la puissance de pointe sur la zone considérée. Cette donnée n'est pas systématiquement mesurée, elle est au mieux estimée par les modèles de charge d'EDF, ce qui conduit à passer par une estimation des puissances de pointe à l'aide de l'expression que nous avons rencontrée plus haut.

En principe, la puissance de pointe doit être estimée sur trois niveaux d'éléments du réseau, en fonction de la proximité des réseaux au client (Chedeville, 1991) :

- les réseaux individuels : comprenant le branchement du client (lignes BT) ;
- les réseaux semi-individuels : suffisamment proches des clients pour que le dimensionnement soit proportionnel à la puissance souscrite des clients (postes MT-BT) ;
- les réseaux collectifs : ce sont les réseaux dont la puissance installée ne dépend plus directement des puissances souscrites des clients en raison du foisonnement (lignes MT).

En pratique, il n'est pas toujours possible d'estimer ces trois composantes de la responsabilité de pointe. On doit donc trouver un moyen terme comme, par exemple, utiliser le facteur de charge des postes de transformation (de Gouvello, 1996, p. 28). La puissance de pointe est estimée à partir des consommations sur la zone considérée à l'aide de la durée horaire d'utilisation de la pointe :  $H = C/P$ , avec  $C$  la consommation,  $P$  la puissance installée. Les coûts marginaux sont alors approchés par :

$$CM = \left( \frac{1}{r} \right) \sum_{\text{ouvrages}} A Q \left( \frac{H}{C} \right) \text{ en F/kW.an} \quad (2.13)$$



La formulation finale permet d'intégrer les coûts de la distribution dans les tarifs pour chaque classe de fourniture. En pratique, l'imputation se fait par une moyenne pondérée des coûts en zones urbaines et des coûts en zones rurales (EDF, 1994).

Remarquons que cette méthode d'imputation des coûts de transport et de distribution introduit explicitement une péréquation géographique par sa nature statistique : les coûts calculés sont bien des coûts en moyenne par unité de puissance dont la variabilité est causée par les combinaisons de quantités d'ouvrages et leurs coûts d'anticipation respectifs.

### **2.3 LA PÉRÉQUATION DES COÛTS DE DISTRIBUTION**

La péréquation s'est lentement imposée dans le secteur électrique. Historiquement elle commence avec l'électrification rurale, par la création du FACÉ qui permet de mutualiser le financement des investissements de distribution. La justification historique était d'établir une solidarité entre villes et campagnes afin de soutenir l'effort des élus ruraux dans le développement de l'accès des ménages ruraux à l'énergie électrique. On voit donc deux justifications principales qui sont les fondements du régime d'électrification rurale : la solidarité nationale par la subvention urbain-rural et l'aménagement du territoire. Ces deux aspects renvoient à deux facettes de l'équité dans le cadre d'un service public. Par la suite, à partir de la nationalisation, le contexte politique fera que la péréquation sera aussi inscrite dans le nouveau système centralisé bien que de manière informelle, dans le sens où elle n'est instituée par aucun texte officiel, et ce dans le but de désamorcer une surenchère sur la différenciation des tarifs assortie de pressions politiques locales perçue comme dangereuse par la direction d'EDF dans les années 1950 (Boiteux, 1993). On passe ainsi d'une péréquation sur les investissements d'électrification rurale à une péréquation complète sur les tarifs.

La péréquation des tarifs, dont nous avons souligné les fondements politiques et non pas économiques a été intégrée progressivement à l'outil tarifaire. Elle traduit une vision particulière de l'égalité de traitement. On doit distinguer deux niveaux de la péréquation dont les motifs sont différents. Le premier est celui des coûts de transaction : lisibilité par le client et coûts de comptage. Ce premier niveau de péréquation consiste à opérer des moyennes sur des fournitures types en nombre limité. Le second niveau est motivé par l'équité : il consiste à ne pas tenir compte des variabilités spatiales des coûts pour les mêmes fournitures types. La théorie nous enseigne qu'en univers certain, la tarification au coût marginal prend en compte les coûts de production (heures) et de distribution (types d'usage), en revanche, une

tarification ad-valorem permet une parfaite adaptation aux goûts des usagers. A l'opposé, une péréquation totale supposerait un prix unique pour tous les clients : l'éloignement de l'optimum serait maximal. L'introduction de tranches tarifaires correctement choisies éloigne de l'optimum théorique tout en respectant la structure des coûts. Au niveau temporel les heures similaires en terme de coûts sont regroupées en un prix unique reflétant la structure des coûts pour cette tranche horaire. Au niveau spatial l'itinéraire des électrons étant impossible à suivre, des prix sont établis sur des zones de coûts similaires. Ainsi, la différenciation est plus prononcée dans le temps que dans l'espace. La variabilité géographique des coûts s'apprécie pour les différents niveaux de tension.

La péréquation géographique des tarifs sur le territoire d'un pays n'est pas spécifique à la France, par contre, son envergure nationale est unique. Toutefois force est de constater que la péréquation géographique nationale n'a pu être réalisée que de manière progressive (EDF, 1994). En effet, en moyenne tension, les tarifs ne sont unifiés que depuis 1979, et une réforme tarifaire de 1981 a permis de limiter les tarifs régionalisés en THT et le nombre de zones tarifaires afférentes. C'est d'ailleurs le développement du réseau de transport en 400 kV qui a contribué à uniformiser les coûts au plan national. La révision des zones THT en 1991 a conduit un plan de péréquation totale effectif en 1998. Sur la MT et la BT les différences géographiques sont internalisées par une moyenne des coûts en développement.

### **2.3.1 Au niveau de la Très Haute Tension**

L'interconnexion en 400 kV, le nombre limité d'artères du réseau de transport THT permet par simulation de calculer des coûts marginaux aux différents noeuds. La variabilité géographique à ce niveau de tension est très faible, en raison de la répartition des moyens de production et des effets de compensation dus au maillage du réseau 400 kV. Le tarif à ce niveau de tension est unifié depuis 1998 (ibid., p. 49).

### **2.3.2 Au niveau de la distribution**

Nous avons présenté *supra*, l'approche statistique de calcul des coûts en développement des ouvrages de distribution (lignes MT, postes MT/BT et lignes BT). Une des variables clefs qui a conduit à distinguer réseaux ruraux et réseaux urbains est la densité de puissance de pointe de la zone de desserte (en kVA par km<sup>2</sup>) associée aux densités d'ouvrages (postes et conducteurs). La différence de coûts entre zones rurales et urbaines s'établissait en 1995 de la manière suivante :

**Tableau 24 : Différences de coûts entre zones urbaines et rurales**

Coûts moyenne péréquée = 100	Part de la clientèle (%)	Indice
Zones urbaines	70	75
Zones rurales	30	155

Source : EDF, 1994, p. 50

En moyenne, sur le territoire national, les écarts de coûts en distributions varient d'un facteur deux. Les autres éléments de coût sont les mêmes pour tout le territoire. En 1995, la part de la distribution effectivement à la charge du distributeur<sup>76</sup> (c'est-à-dire les centres de distribution d'EDF et les DNN) dans le coût marginal du kWh basse tension qui était estimée à 20 % en moyenne (urbain et rural confondu), elle a été réévaluée par la suite à 35 %. La variabilité des coûts peut être plus finement approchée si l'on considère des strates de densité de population, notamment en retenant le découpage de Colombier (1992) :

**Tableau 25 : Coûts de fourniture basse tension par strate de densité moyenne nationale = 100**

Strates	Indice du coût	% des clients BT
Rural aggloméré : > 30 habitants/km <sup>2</sup>	105	23
Rural médian : de 10 à 30 habitants/km <sup>2</sup>	125	7
Rural extrême : < 10 habitants/km <sup>2</sup>	150	< 1

Source : EDF, 1994, p. 51

Le facteur est ici de 1,5, mais il ne concerne qu'une infime fraction de la clientèle. C'est un argument fort pour soutenir que la péréquation ne fausse pas les choix des clients, par exemple en influant sur leurs décisions résidentielles. En tout état de cause l'enjeu paraît limité, du moins du point de vue du distributeur, c'est-à-dire sans considérer la part du coût supportée par les collectivités locales.

## **2.4 LES LIMITES DE LA LÉGITIMITÉ DE LA PÉRÉQUATION GÉNÉRALE SUR LES USAGES ET LES ZONES DE DISTRIBUTION**

La notion d'équité questionne la légitimité de la péréquation sur l'ensemble des usages de l'électricité. On peut argumenter en effet que seuls les usages spécifiques de l'électricité sont ceux qui relèvent d'une mission de service public de par leur caractère indispensable dans la vie des citoyens et des autres agents économiques. La loi de modernisation du service public de l'électricité du 10 février 2000 lui confère la qualité de bien de première nécessité.

---

<sup>76</sup> C'est-à-dire hors des contributions des clients pour le raccordement et les dépenses d'investissement d'extension et renforcement des collectivités locales rurales qui sont financées par le FACE ou sur les fonds propres de ces collectivités, enfin, les ouvrages réalisés par des tiers et remis gratuitement au distributeur (ibid. p.50).

L'article 2.III.1° précise les conditions de la fourniture d'électricité aux clients non éligibles<sup>77</sup>, la péréquation géographique nationale des tarifs est l'un des moyens d'assurer cette mission de fourniture de même, le législateur a introduit une composante à caractère social, d'aide aux citoyens les plus démunis<sup>78</sup>. Par conséquent, seuls le raccordement et les usages spécifiques qui renvoient au caractère essentiel de l'électricité devraient légitimement bénéficier de la péréquation. En effet, les usages thermiques sont en concurrence avec d'autres énergies dont les prix ne sont pas péréqués. Il s'ensuit que la péréquation a des effets qui vont à l'encontre d'une utilisation de celle-ci comme instrument d'aménagement du territoire, et plus largement, de développement socio-économique des zones rurales (Colombier et Hourcade, 1988 ; Colombier, 1992). Sur ce point les avis de M. Boiteux et J.Syrotta convergent en affirmant tous deux que les usages thermiques devraient être dépéréqués (Syrotta, 1999 ; Boiteux, 1999). Pourtant, nous avons vu que le relais principal des élus ruraux autour du projet collectif d'électrification rurale, la FNCCR, a défendu explicitement au cours des années 1970, une position d'incitation à la substitution de l'énergie électrique aux énergies fossiles. Elle rejoint l'objectif de politique énergétique nationale menée par EDF qui reposait sur une stratégie de substitution de l'électricité pour participer à l'effort d'allègement de la facture énergétique nationale en devises et limiter la vulnérabilité macroéconomique.

La polarisation sur cet objectif apparaissait doublement légitime dans le sens où elle impliquait directement les élus ruraux dans un projet positif pour la nation tout en permettant la réalisation d'une croissance significative des consommations rurales symbole de bien-être et de modernisation, autrement dit, une des aspirations fondatrices toujours défendue et appelée par les élus ruraux. C'est cette double adéquation qui explique pourquoi la diffusion des usages thermiques n'a pas conduit à un débat sur la question du service public et donc sur le périmètre de la péréquation. On peut même affirmer qu'au contraire, l'objectif de substitution des combustibles importés par une filière nationale de production d'électricité a été facilité par la péréquation, les consommations rurales concourant fortement à cette stratégie avec le soutien actif des élus. Au milieu des années 1980, la FNCCR affirmait que « l'électrification rurale n'a pas été une entrave au développement d'EDF ». Au contraire, ces choix ont conduit à un renversement du rôle conféré à la péréquation tarifaire (de Gouvello,

---

<sup>77</sup> Ce sont tous les clients qui ne peuvent s'approvisionner auprès du producteur de leur choix. A terme tous les clients deviendront éligibles.

<sup>78</sup> Il faut remarquer qu'il s'agit d'un dispositif spécifique dont le champ est limité dans le temps et selon des critères sociaux. Certains sont tentés d'assimiler cela à une extension de la péréquation, or il s'agit d'un

1994, 1996). Le régime d'électrification rurale n'est plus alors le bénéficiaire d'un transfert dans un but de solidarité nationale, mais un point d'appui de la politique énergétique du pays, et ceci sans que l'arrangement institutionnel ne soit modifié.

### **3     *La place de l'électrification rurale dans le modèle intégré***

Nous abordons maintenant les implications des péréquations des investissements et des tarifs associés à la distribution rurale. Rappelons que l'insertion de l'électrification rurale dans le modèle intégré fondé sur EDF constitue l'un des éléments de la mise en application de la péréquation géographique des tarifs. La péréquation géographique des tarifs est assurée par des transferts entre agents économiques divers. Elle conduit au premier chef à des transferts entre les clients qui prennent la forme des barèmes péréqués pour les classes de fournitures similaires, dans les structures tarifaires d'EDF. Leur principe consiste à renchérir pour certains clients le tarif par rapport à leurs coûts de manière à établir un prix uniforme sur tout le territoire pour une même fourniture et vice versa pour ceux situés dans des zones plus coûteuses à approvisionner. Le caractère singulier du cas français par rapport aux pays où l'industrie électrique est régionalisée ou municipalisée provient du fait que ceci se fait à un niveau national.

En second lieu, s'ajoute une péréquation des investissements par le biais de caisses de compensation dont l'objet est d'organiser les transferts compensatoires entre les distributeurs (EDF et les ELD). Les agents concernés sont d'une part les collectivités locales rurales ou leurs mandataires les syndicats d'électrification rurale, et d'autre part les distributeurs d'électricité non nationalisés (les DNN, ou encore Entreprises locales de Distribution ; ELD). Les premiers sont concernés par les transferts du FACÉ, les seconds par le Fonds de Péréquation de l'Electricité (FPÉ) complété par un système de ristournes aux ELD.

#### **3.1 LA PÉRÉQUATION DES INVESTISSEMENTS DANS LE CADRE DU FACÉ**

Le FACÉ est rattaché à EDF, c'est donc l'opérateur historique qui est en charge de la péréquation des investissements sur les réseaux de distribution publique ruraux. Le FACÉ opère une réallocation de ressources internes à EDF. Le législateur fixe par décret chaque année le taux de prélèvement sur les ventes de kWh basse tension selon le régime d'électrification des communes. Ce taux est cinq fois plus élevé pour le régime urbain que le

---

dispositif qui entre dans le cadre de l'aide social et dont le financement n'est pas intégré dans les tarifs, il n'entre

régime rural. EDF effectue ensuite un prélèvement sur ces recettes en fonction du régime d'électrification des communes. La somme des prélèvements est alors remise au FACÉ qui verse les enveloppes aux Conseils Généraux en fonction des clefs de répartition établies par la Direction en charge de l'électricité du Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie.

### **3.2 LA PÉRÉQUATION DES CHARGES D'EXPLOITATION PAR LE FPÉ**

La seconde composante de la péréquation est relative à la compensation des écarts de charges d'exploitation entre les distributeurs<sup>79</sup>. Il s'agit de compenser les petits distributeurs non EDF dont les charges d'exploitation sont plus élevées du fait des caractéristiques de leurs zones de desserte alors qu'ils sont astreints de vendre à leurs clients aux tarifs péréqués nationalement. Ce fonds a été créé en 1956, alors que, dès 1949, EDF faisait bénéficier les DNN de rabais tarifaires en attente du dispositif. Ce fonds est géré par les mêmes personnes qui gèrent le FACÉ, mais les deux fonds sont bien distincts sur le plan institutionnel.

Le Fonds de Péréquation de l'Electricité est une caisse de compensation alimentée par une contribution des distributeurs excédentaires. Les distributeurs déficitaires se voient attribuer une compensation qui équilibre leurs charges d'exploitations selon une procédure systématique. Dans la période récente le FPÉ gérait des volumes limités de l'ordre de 23 MF en 1998 (Syrota, 1999). En tout, 172 ELD sont concernés, dont 71 ont alimenté le fonds. Les cinq plus gros contributeurs (dont EDF) ont apporté 19,25 MF, soit 84 % du total. Au total 101 DNN ont bénéficié du Fonds, mais les cinq plus gros bénéficiaires ont reçus 14,3 MF.

Le mécanisme a donc une ampleur fort limitée en regard des montants transférés par le biais du FACÉ par exemple (environ 2 GF/an). Ceci est en particulier dû au fait que le FPÉ ne s'est pas complètement substitué aux rabais accordés aux ELD par EDF aussi connus sous le terme de « tarifs de cession ». Si l'on se réfère au rapport Syrota, le montant des rabais est supérieur d'au moins un ordre de grandeur aux transferts du FPÉ. Monnier (1983) expose la raison pour laquelle le FPÉ ne s'est jamais substitué complètement aux ristournes d'EDF : en raison des âpres négociations entre les représentants des ELD, de l'État et d'EDF, les premiers dénonçant une stratégie basée sur « l'encerclement tarifaire ».

Les rabais accordés aux ELD s'assimilent à des transferts par les tarifs dont les modalités prennent la forme suivante :

---

pas dans la péréquation au sens strict.  
<sup>79</sup> Article 33 de la loi du 8 avril 1946.

- Regroupement « tarifaire » de postes sources séparés physiquement (pour bénéficier d'une prime fixe plus faible),
- Ristourne liée à la tension du réseau de livraison (élévation « tarifaire » de cette tension),
- Facturation modifiée des dépassements de puissance,
- Rabais liés à la durée des contrats.

Ces transferts font l'objet de négociations de gré à gré entre EDF et les ELD. Le rapport Syrota (1999) en donne une estimation, sachant que, in fine, seul EDF doit en avoir une idée exacte.

**Tableau 26 : Montants des transferts tarifaires aux ELD**

Transferts	Montants en MF 1998
Rappel : FPÉ actuel	23
Tarifs de cession, et dont :	>358
• Aménagements tarifaires	ND
• Rabais spécial de 6,7 %	318
• Enveloppe spéciale 1999	40

Source : Syrota, (1999). ND : non disponible.

Le total est supérieur à 381 MF pour 1999, l'enveloppe spéciale de 6,7 % n'existe plus du fait de la loi sur l'électricité. En comparaison des montants du FPÉ, les transferts par les tarifs sont près de 17 fois plus importants. En outre il est prévu dans la loi du 10 février 2000 d'introduire une nouvelle composante dans la péréquation dont la gestion sera confiée au FPÉ (Syrota, 1999). Cette composante sera une forme *sociale* de la péréquation, elle renvoie à l'idée de service public relatif à un bien de première nécessité, autre caractéristique instituée dans la loi.

### **3.3 LA PÉRÉQUATION TARIFAIRE DANS LA LOI DE MODERNISATION DU SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ DU 10 FÉVRIER 2000**

La loi de modernisation du service public de l'électricité inscrit la péréquation tarifaire comme moyen de réaliser la mission de service public de fourniture d'électricité :

« III. La mission de fourniture d'électricité consiste à assurer sur l'ensemble du territoire :

1° La fourniture d'électricité aux clients qui ne sont pas éligibles au sens de l'article 22 de la présente loi, en concourant à la cohésion sociale, au moyen de la péréquation géographique nationale des tarifs, de la garantie de maintien temporaire de la fourniture d'électricité instituée par l'article 43-5 de la loi N°88-1088 du 1<sup>er</sup> décembre 1988 relative au revenu minimum d'insertion et du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité par l'article 43-6 de la même loi, et en favorisant la maîtrise de la demande d'électricité... » (Assemblée Nationale, 2000, p. 3).

La péréquation des tarifs est donc étroitement associée à la réalisation de la mission de fourniture de l'énergie électrique aux clients captifs (c'est à dire non éligibles<sup>80</sup>). Dans le cadre de la fourniture des clients non éligibles une mission de cohésion sociale de correction des inégalités auprès des populations en situation de précarité s'est ajoutée à la péréquation géographique des tarifs. Il ne s'agit pas d'une extension du champ de la péréquation puisque à ce volet qui est inséré dans des dispositifs RMI, et conventions pauvreté précarité initiées dès 1993 (Syrota, 1999). L'ajout de ce volet social est la traduction française d'un des principes fondamentaux de la notion d'universalité des services publics en Europe, à savoir participer « au renforcement de sa cohésion économique et sociale », ce qui correspond à une vision des services publics comme éléments de correction des effets du marché tout en assurant l'exercice de droits fondamentaux des citoyens dans des conditions équitables (Henry, 1996, p. 174).

L'analyse économique nous indique quels sont les effets que nous pouvons attendre de la péréquation : en gommant des variations de prix, elle fausse certains choix qui auraient été préférables s'il n'y avait pas eu péréquation, ainsi, une péréquation étendue, c'est-à-dire comprenant les usages thermiques de l'électricité aura des effets sensibles sur le coût social de l'électricité tout en causant des problèmes d'équité et en bloquant l'innovation (Colombier, 1992). De plus, on attribue à la concurrence deux vertus principales, la première est de permettre une baisse des prix substantielle au bénéfice des consommateurs ; la seconde est de diversifier l'offre au moyen de menus de contrats permettant aux consommateurs de sélectionner l'option qui leur convient et par conséquent de mieux satisfaire la diversité des besoins. Une telle pratique est difficilement envisageable en présence d'une péréquation des tarifs, sauf si l'on imagine une extension à des paniers de « services énergétiques » vendus avec le kWh. Plus précisément, des marchés de l'électricité plus concurrentiels tendent vers une logique d'écramage de la clientèle (Electricité et Société, janvier 2000), pratique peu compatible avec la logique du service public. Cette logique de discrimination repose sur un ensemble de techniques de vente ou d'exclusion de la clientèle risquée qui n'est visiblement pas envisagée dans le cas français. Pour prévenir ce type de dérive, la loi délimite le cadre de l'action publique visant à concilier marché et service public.

---

<sup>80</sup> Les clients dis éligibles sont ceux dont la consommation dépasse un seuil fixé et régulièrement abaissé au fur et à mesure de l'ouverture à la concurrence. Le seuil initial de la loi est de 40 GWh en 2000. Puis progressivement, 9, 5 et 1 GWh d'ici 2005.



A la limite, la péréquation devient non seulement difficile à assurer mais en plus, elle peut gommer les gains de l'ouverture à la concurrence par des transferts de rentes à des opérateurs concurrentiels ; au risque de voir les entreprises soumises à obligation de service public contourner leur mission au travers de ces offres diversifiées, qui peuvent porter sur un grand nombre de caractéristiques : origine du produit (kWh écologique), services joints (télémesure, domotique, garantie d'efficacité) entre autres possibilités (Henry, 1996).

#### **4 *L'interaction de la séparation institutionnelle des investissements et de la stratégie de pénétration commerciale des usages thermiques ruraux***

C'est tout d'abord le jeu de la péréquation qui aboutit à un paradoxe apparent : alors que la desserte du territoire est assurée depuis la fin des années 1960, les investissements d'électrification rurale progressent de manière soutenue durant les années 1970<sup>81</sup>. L'essor des besoins de l'électrification rurale résulte de la combinaison de deux aspects qui ont généré une dynamique autorenforçante. C'est d'une part, la séparation institutionnelle des investissements due au contrat d'affermage des collectivités qui optent pour le régime rural ce qui fait qu'une partie des coûts de la desserte rurale sont transférés aux collectivités, n'étant plus supportés par le distributeur EDF. D'autre part, toujours du fait de cette séparation institutionnelle, le distributeur est incité à diffuser les usages thermiques, étant donné qu'il ne supporte pas les coûts de renforcement, ce qui entraîne une dérive des besoins de renforcement des réseaux de distribution du fait de la croissance des consommations et de l'insuffisance des réseaux. La dynamique autorenforçante est ensuite verrouillée par l'accord tacite des collectivités rurales qui valident les choix stratégiques d'EDF, ce qui conduit à conférer au régime d'électrification rurale non plus une mission d'appui au développement local du monde rural, mais bien un soutien de ce dernier à la politique énergétique nationale.

Pour quantifier cette dynamique il s'agit alors de montrer dans quelle mesure le coût de la desserte des usagers ruraux s'écarte des recettes attendues en fonction de la densité des zones de desserte. Un écart significatif entre coûts et tarifs sur certains segments du marché rural doit se traduire par un surcoût en terme d'investissements sur les réseaux de distribution en raison de la relation entre coût marginal de la fourniture et densité de la desserte exposée lors de la détermination du coût de la distribution.

---

<sup>81</sup> Sous l'effet conjoint d'une inflation importante et de la très forte croissance des consommations rurales.

## 4.1 LA QUANTIFICATION DES ÉCARTS ENTRE COÛTS ET TARIFS

Nous rappelons ici les principaux résultats rapportés par de Gouvello (1996). La méthode employée consiste à sélectionner les centres EDF ayant un marché rural significatif : ce seront donc les centres EDF desservant une large proportion de leur clientèle dans des communes en régime d'électrification rurale. Sachant que les coûts comptables de l'exploitation de ces centres sont confondus entre urbain et rural, il faut, moyennant plusieurs hypothèses, reconstituer les paniers d'ouvrages de distribution en fonction d'une typologie des densités de charge des zones de desserte. En outre, il faut reconstituer les recettes attendues de la clientèle en fonction d'une typologie de celle-ci fondée sur des hypothèses de responsabilité de pointe due aux différents paniers d'usages. Nous rappelons dans les paragraphes suivants les hypothèses utilisées.

### 4.1.1 Densités d'abonnés ruraux par km de lignes de distribution publique (MT+BT)

Quatre gammes de densités d'abonnés par longueur de réseaux de Distribution Publique ont été distinguées par ordre de densité décroissante. Rappelons que, du fait des limites de la concession, et pour estimer le coût de la distribution rurale, il convient de calculer un coût sur la Moyenne Tension (HTA) et la Basse Tension (BT). Les densités choisies s'expriment en abonnés par kilomètre de lignes de Distribution Publique (HTA+BT).

Le tableau suivant résume les caractéristiques des classes de densité retenues :

**Tableau 27 : Caractéristiques des classes de densité d'abonnés**

Classe de centres	Ab/km HTA+BT	Nombre de centres	Km de lignes BT	Nombre de clients ruraux
de 3 à 12 ab/km	8,96	41	289 898	2 542 252
de 12 à 17 ab/km	14,44	14	55 935	805 586
de 17 à 22 ab/km	19,48	16	53 715	1 049 807
de 22 à 40 ab/km	29,05	13	29 446	842 330
<b>Ensemble</b>	<b>11,86</b>	<b>84</b>	<b>428 994</b>	<b>5 239 975</b>

Source : de Gouvello, 1996.

L'auteur étudie donc 84 centres EDF ruraux desservant 5 300 000 clients ruraux. Le classement a été réalisé sur la base des données EDF de 1992. Le X<sup>e</sup> inventaire d'électrification rurale mentionne un nombre d'abonnés de 6 530 734 en régime d'électrification rurale au 1<sup>er</sup> janvier 1990. L'étude concerne donc environ 80 % des abonnés ruraux.

#### 4.1.2 Paniers d'ouvrages nécessaires par MWh distribué

La seconde étape consiste à déterminer des quantités d'ouvrages nécessaires pour distribuer un kWh aux abonnés ruraux. Les différents ouvrages considérés sont : les lignes MT et BT, les Postes de transformation MT/BT, avec pour chaque type d'ouvrage la proportion en aérien et en souterrain. Pour chaque catégorie de centre, un unique jeu d'hypothèses a été établi, pour les différents paniers d'usages (de Gouvello, 1996, p. 22).

Les hypothèses étant définies pour chaque type d'ouvrage et pour chaque classe, on calcule un ratio de quantités d'ouvrages par kWh distribué. Ce terme permet de recomposer la contribution de chaque type d'ouvrage au coût marginal de la fourniture d'un MWh supplémentaire en pointe.

#### 4.1.3 Détermination des coûts marginaux d'investissement par paniers d'ouvrages

Le calcul des coûts marginaux de distribution rurale se fait en deux étapes, la première consiste à déterminer le coût d'investissement unitaire associé à chaque catégorie d'ouvrage<sup>82</sup>, dans la seconde étape sont calculés les coûts en développement des capacités de distribution rurale en appliquant la formule suivante<sup>83</sup> :

$$CM = \left( \frac{1}{r} \right) \sum_{ouvrages} A Q \left( \frac{H}{C} \right) \text{ en F/kW.an.}$$

Il s'agit ici d'un coût de capacité annualisé, c'est-à-dire qu'il indique combien coûte la mise à disposition d'un kW de puissance supplémentaire pendant un an.

Les coûts marginaux en développement par classe de centre sont donnés dans le tableau suivant :

---

<sup>82</sup> Les coûts unitaires par centre EDF sont très désagrégés, ceci nécessite de caler les coûts unitaires qui entrent dans le calcul avec les coûts de référence d'EDF, c'est à cette étape que les hypothèses de composition des paniers d'ouvrages entrent en jeu pour le besoin du calcul (de Gouvello, 1996, p. 24).

<sup>83</sup> Pour mémoire,  $r$  désigne le coefficient d'échelle, égal à 2 dans l'espace rural,  $A$  le coût d'anticipation associé à chaque catégorie d'ouvrage,  $Q$  la quantité d'ouvrage,  $H/C$  est l'estimation de la puissance de pointe à desservir,  $C$  étant la consommation,  $H$  la durée annuelle d'utilisation de la pointe.

**Tableau 28 : Coûts marginaux en développement des capacités de distribution rurale des centres EDF (année 1992, en F/kW.an)**

Classe de centres	Ab/km HTA+BT	Lignes BT	Transformation	Lignes MT	Coût marginal de capacité rurale
de 3 à 12 ab/km	9,0	186,8	37,7	156,4	<b>380,9</b>
de 12 à 17 ab/km	14,4	131,0	40,0	101,3	<b>272,4</b>
de 17 à 22 ab/km	19,5	114,4	45,6	66,8	<b>226,9</b>
de 22 à 40 ab/km	29,0	110,2	43,2	32,8	<b>186,2</b>

Source : de Gouvello, 1996, p. 28.

Les sources de variabilité des coûts marginaux de chaque centre sont ensuite analysées. A ce niveau assez agrégé la variabilité des coûts s'explique essentiellement par la longueur des lignes BT dans les paniers d'ouvrages et par l'accroissement de la MT lorsque la densité d'abonnés décroît (de Gouvello, 1996, p.30). La croissance de la part de la MT est due aux exigences de fiabilité accrue de la desserte dans les zones les moins denses. Elle est motivée par le programme de raccourcissement des lignes MT et du bouclage du réseau dans le cadre du programme d'amélioration de fiabilité, il s'ensuit que la part de la MT tend à croître dans les zones les moins denses. Cet aspect est renforcé par l'engagement d'EDF à traiter les « points noirs », et les contraintes induites par la nouvelle normalisation de tension européenne à 230 / 400 V au lieu de 220 / 380 V, dont l'effet est d'induire une vague d'investissements supplémentaires sur les réseaux ruraux<sup>84</sup>.

Les conséquences sur les investissements d'électrification rurale sont alors :

1. un accroissement de la part de la MT dans le coût de la distribution rurale, partagé entre EDF (pour les lignes) et les collectivités (pour les postes MT/BT et les lignes MT créées et renforcées) ;
2. le recours croissant à l'enfouissement en zones rurales, dont le coût incrémental peut être significatif même si dans certains cas cette technique est compétitive avec l'aérien, elle induit un renforcement supplémentaire, par contre elle apporte un gain significatif en terme de fiabilité des ouvrages, et aussi en terme d'aménités locales ;
3. l'exigence de fiabilité tend donc à renchérir les coûts de distribution rurale.

Enfin, la séparation des coûts entre concédant et concessionnaire fait que 35 % d'entre eux sont supportés par les collectivités maîtres d'ouvrages et 65 % par le distributeur (de Gouvello, 1996, p. 35). Ainsi, on observe une dérive des coûts plus rapide à la charge des

---

<sup>84</sup> En outre, la normalisation 230 V/400 V est assortie d'un resserrement des contraintes de chutes de tension en rural : de +/- 11 % à +6/-10 % dont le coût a été évalué à 7 à 30 GF (X<sup>e</sup> Inventaire, 1995).

collectivités du fait des exigences de fiabilité vues plus haut qui devraient accroître la part des investissements à la charge des collectivités.

#### 4.1.4 Les écarts de coûts et de tarif pour les usages thermiques

A partir de la connaissance du coût en développement de la distribution rurale, il s'agit de calculer le coût marginal en développement de fournitures types et de le comparer aux recettes tarifaires attendues. On peut ainsi mettre en évidence l'effet de la péréquation et l'effet du développement des usages les plus coûteux sur les besoins d'investissement sur les réseaux ruraux. Ce coût est la somme de deux termes :

1. Le coût marginal à l'entrée du réseau de Distribution Publique ;
2. La contribution de cette fourniture au coût marginal de développement des capacités du réseau de Distribution Publique rurale

L'addition des deux termes et la comparaison à la facturation permet donc de quantifier l'ampleur des distorsions induites par la péréquation.

Les paniers de fournitures types considérés sont donnés dans le tableau suivant :

**Tableau 29 : Caractéristiques des fournitures types considérées**

Fournitures		Consommations (kWh/an)		% de la consommation en été	Responsabilité de pointe au poste MT/BT	
Tarif	Puissance (KVA)	Heures pleines (HP)	Heures creuses (HC)		Heures pleines (HP)	Heures creuses (HC)
Simple Tarif	6	2 500		50	0,6	0,6
Double Tarif	6	2 700	2 720	50	1,6	2,5
Double Tarif	9	4 750	4 380	48	2,9	3,4
Double Tarif	12	7 190	5 810	41	4,9	5,7

Source : de Gouvello, 1996, p. 38

Les valeurs sont issues des données d'EDF, la différence de responsabilité de pointe sur le poste de transformation entre les clients avec usages thermiques et les usages domestiques varie dans un rapport de 1 à 10 entre les petits usages de 6 kW en tarif jour (ou simple tarif, noté ST par la suite) et les clients tout électrique 12 kW en double tarif (DT).

La valeur des fournitures à l'entrée du réseau de distribution publique rural est calée sur la base du tarif vert A5 option Très Longues Utilisations (TLU) qui peut être considérée comme la facturation d'EDF Production Transport aux centres de distribution.

Pour chaque classe de densité et chaque panier d'usages on calcule alors un coût de développement des fournitures types qui est égal à la somme de la valeur d'entrée sur le

réseau de Distribution Publique (au poste source HT/MT) et du coût de capacité du réseau de distribution imputable à la fourniture considérée. C'est la dépense annuelle occasionnée par la desserte d'un client type donné que l'on comparera avec sa facturation.

**Tableau 30a : Coûts de développement des fournitures types  
selon les densités du réseau de distribution rurale  
et la facturation EDF moyenne correspondante**

Densité de client par km de ligne MT+BT centre EDF	densité moyenne (clients/km)	Coûts en F 1992		
		6 DT*	9 DT	12 DT
3-12 clients/km	9,0	3 429	5 778	9 362
12-17 clients/km	14,4	3 226	5 447	8 804
17-22 clients/km	19,5	3 141	5 308	8 570
22-40 clients/km	29,0	3 065	5 184	8 361

Source : de Gouvello, 1996, p. 43, 44 ; DT=Double Tarif.

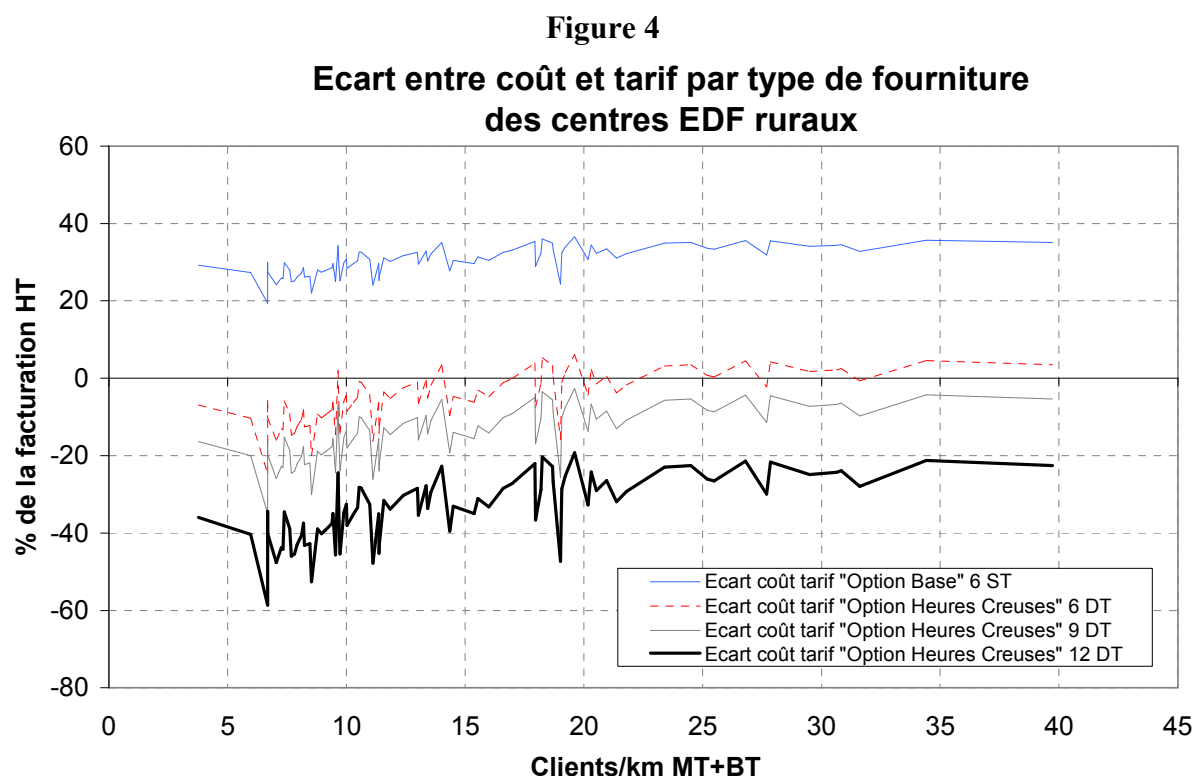
**Tableau 30b**

<b>Facturations EDF hors taxes correspondantes F/an</b>				
Option HC 6 DT	Option HC 9 DT	Option TEMPO 9 DT	Option HC 12 DT	Option TEMPO 12 DT
3 141	4 867	4 545	6 743	6 804

Source : de Gouvello, 1996, p. 43, 44 ; DT=Double Tarif.

Les tableaux 30a et 30b montrent un écart entre coûts et tarifs qui croît en fonction de la baisse de la densité des réseaux ruraux. Pour les petites fournitures, le coût en développement est sensiblement égal à la facturation, alors que pour les grosses fournitures cet écart est significatif : au-delà de 9 KVA, l'écart est systématique. En outre l'introduction des tarifications modulables de type TEMPO ne modifie pas le résultat.

Pour chaque classe de fourniture, on calcule l'écart entre la facturation hors taxes et le coût de développement que divise la facturation en HT. C'est un écart relatif en % de la facturation HT. La figure ci-dessous représente la distribution de ces écarts relatifs pour chacune des quatre fournitures considérées en fonction des densités d'abonnés des 84 centres EDF ruraux.



La facturation des petites fournitures en Simple tarif 6 KVA couvre leur coût en développement quelle que soit la densité, avec des écarts positifs assez élevés, de l'ordre de 20 à 40 % de la facturation.

Par contre, pour les autres fournitures, les coûts sont supérieurs à la facturation, c'est déjà le cas pour l'option heures creuses 6 KVA, jusqu'à environ 20 abonnés/km MT+BT, avec un écart négatif au plus égal à 20 %. En revanche, pour les fournitures supérieures à 6 KVA, les écarts entre facturation et coût en développement sont d'autant plus importants que la densité est faible. Ces écarts atteignent jusqu'à 60 % de la facturation pour le 12 KVA DT, en outre, pour cette fourniture, l'écart est toujours négatif quelle que soit la densité du centre.

Ainsi plus les fournitures ont une responsabilité de pointe élevée, plus l'écart entre facturation et tarifs est important, ceci d'autant plus que la densité de clients par km de lignes des centres est faible.

A l'aune de ces résultats, de Gouvello (1996) fait apparaître des subventions croisées substantielles entre clients des centres ruraux, puisque l'écart le plus grand porte sur les fournitures qui contribuent le plus au coût de la capacité des réseaux ruraux. Et sachant que le distributeur ne supporte qu'une partie de ces charges (65 % environ), le reste est à la charge

des collectivités rurales. Les subventions croisées proviennent du fait qu'il faut considérer l'ensemble du coût des fournitures rurales alors que EDF base son calcul sur la fraction du coût qui est à sa charge pour calculer ses tarifs. C'est la raison pour laquelle EDF soutient que les écarts de coût et de tarifs sont nettement plus faibles : de l'ordre de 15 % de la facturation (de Gouvello, 1996, EDF, 1994a). L'écart restant, soit 35 %, est financé des deux façons mentionnées : par les travaux des collectivités sur la base des recettes de la taxe locale sur l'électricité, principale ressource des syndicats d'électrification, et par les distributeurs, par le biais du prélèvement sur leurs ventes en BT qui alimente le FACÉ.

Cette analyse des coûts de la distribution BT rurale éclaire donc l'une des causes majeures soulignées par Colombier (1992) dans l'accroissement des investissements consentis au développement des réseaux ruraux. Dans les faits ceci se concrétise par la mise à contribution croissante des collectivités locales rurales et des difficultés de réalisation des objectifs de qualité de fourniture en zones rurales. C'est de là qu'au cours du débat public sur l'énergie de 1994, a émergé l'idée d'intégrer des alternatives à la technologie des réseaux dans le cadre du régime d'électrification rurale.

#### **4.2 UNE DERIVE DES BESOINS DU REGIME DE L'ÉLECTRIFICATION RURALE**

L'évolution des besoins de l'électrification rurale et de leur financement permet d'identifier un certain nombre de tensions dans l'équilibre du régime. Au niveau des financements du FACÉ, nous avons vu que le prélèvement sur les distributeurs est encadré par les pouvoirs publics de tutelle. Or, l'augmentation des montants de travaux d'électrification rurale nécessite de nouveaux financements qui ne peuvent provenir non plus des taxes sur l'électricité puisque celles-ci tendent à stagner, en raison de la faible croissance des consommations.

Ceci entre en conflit avec les objectifs du distributeur. En effet, la volonté légitime d'EDF de répercuter ses gains de productivité en baisses de tarifs se traduit automatiquement par une baisse des ressources des syndicats d'électrification rurale dans un contexte de stagnation des consommations. Mécaniquement, toute baisse de tarif induit une baisse de la recette des taxes locales sur l'électricité qui n'a pu être compensée que par une augmentation des consommations, puisque ces recettes augmentent peu dans la période récente en régime rural.

Cette question est politiquement sensible puisqu'elle a fait l'objet d'un paragraphe spécifique du contrat État-EDF de 1997 à 2000, dans lequel l'entreprise s'engageait à une baisse tarifaire



inférieure à ses prévisions de manière à ce que les recettes fiscales des taxes locales sur l'électricité des collectivités locales rurales ne chutent brusquement. Bien que la fiscalité locale sur l'électricité décline en part relative dans le total des ressources des collectivités territoriales, elle représente la principale source de fonds propres des syndicats d'électrification rurale. Contrairement au régime urbain, les syndicats procèdent ainsi à une affectation des recettes de la taxe locale sur l'électricité aux investissements sur les réseaux.

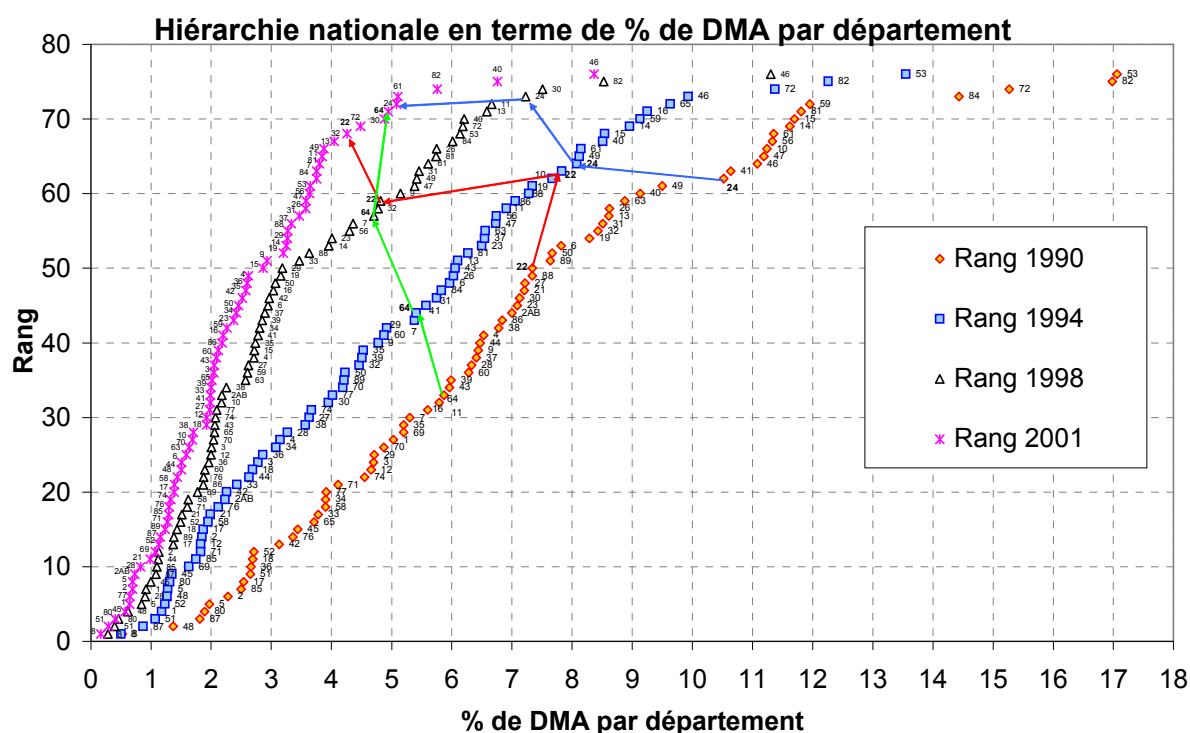
Les collectivités rurales sont confrontées d'un côté à l'apparition de nouveaux besoins dans un contexte de croissance des besoins traditionnels, et de l'autre côté à des contraintes plus fortes sur les ressources mobilisables. Ceci se manifeste par un effort plus important pour l'enfouissement de leurs réseaux en raison du désengagement progressif d'EDF ces investissements. Le débat sur l'enfouissement des réseaux s'est déplacé de l'esthétique vers les gains attendus en fiabilité, un sujet dont l'importance a été soulignée à la suite de la tempête de 1999 (Abord de Châtillon et al., 2001).

Les syndicats sont confrontés de manière inégale aux problèmes d'adéquation entre les besoins et les moyens de l'électrification rurale. Ceci s'explique à la fois par le poids historique de la répartition des dotations et l'impact de la demande sur les réseaux ruraux. Cette question a été abordée récemment à la suite du constat de la croissance des investissements des collectivités rurales suite à une augmentation des départs en contrainte (de Gouvello et Nadaud, 2003).

#### **4.2.1 Les caractéristiques de la progression des performances de la distribution rurale**

Les progrès en termes de qualité de fourniture sont tout à fait indéniables. La figure suivante montre l'évolution du taux de départs mal alimentés (DMA) par département entre 1990 et 2001. La fonction de répartition est construite en classant les départements par ordre croissant du taux de DMA.

Figure 5



Source : de Gouvello et Nadaud (2003)

On observe sur la figure un déplacement de la distribution de la qualité de fourniture des départements entre 1990 et 2001. Toutefois celui-ci se produit en deux temps : d'abord, la courbe est simplement translatée horizontalement vers la gauche entre 1990 et 1994 : l'amélioration est donc uniforme entre ces deux dates. Ensuite, la progression se modifie profondément : la distribution est composée de deux sous populations différentes : les 50 premiers départements sont alignés sur une droite de forte pente, puis viennent les autres départements dont la distribution est plus hétérogène. Certains départements progressent fortement entre 1994 et 1998 tandis que d'autres (au-delà du rang 50) beaucoup moins. L'amélioration de la qualité de fourniture n'est donc plus aussi uniforme, et en outre elle progresse moins<sup>85</sup>. Le tableau suivant montre les progrès accomplis depuis 1980.

<sup>85</sup> Les flèches représentent les trajectoires des trois départements étudiés par de Gouvello et Nadaud (2003), les Côtes d'Armor (22), la Dordogne (24) et les Pyrénées Atlantiques (64). Noter la diversité des situations.

**Tableau 31 : Évolution du pourcentage de DMA  
par département entre 1980 et 2001**

Quantiles en % du nombre de départements sur un total de 76	Années				
	1980	1990	1994	1998	2001
Premier décile (10 %)	20,0	2,6	1,3	1,0	0,7
Premier quartile (25 %)	26,0	3,9	2,3	1,7	1,4
Médiane (50 %)	32,6	6,4	4,5	2,7	2,1
Troisième quartile (75 %)	40,6	8,6	6,8	4,7	3,5
Neuvième décile (90 %)	47,8	11,5	8,8	6,2	4,4
Intervalle interquartile*	14,6	4,7	4,2	3,0	2,1

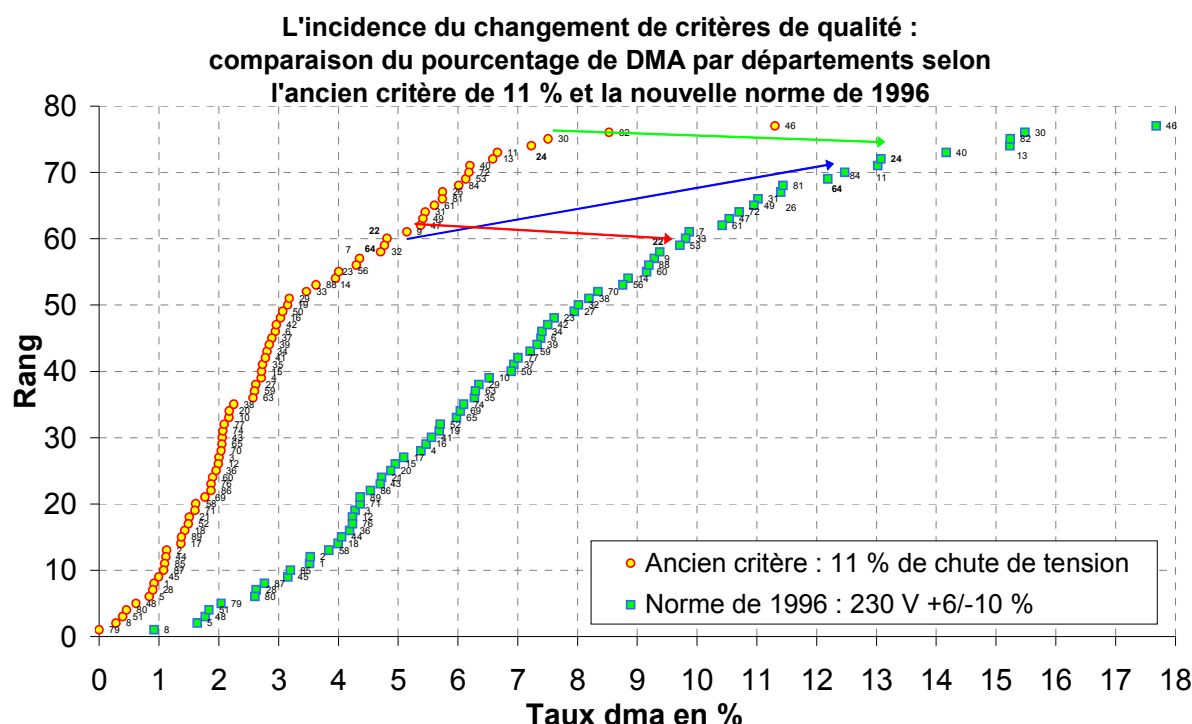
\* différence entre le troisième et le premier quartile.

Source : de Gouvello et Nadaud (2003).

Premier caractère observable, le niveau médian de qualité de fourniture s'est le plus vite accru entre 1980 et 1990, passant de 32,6 % à 6,4 %. Par la suite l'évolution est moins marquée : 4,5 % en 1994, 2,7 % en 1998 et enfin 2,1 % en 2001. Il semble donc que la qualité de fourniture se soit stabilisée entre 1998 et 2001. Second caractère observable, sur la période 1980-2001, on note une convergence d'ensemble : l'intervalle interquartile se réduit, ce qui signifie que l'écart entre la moitié des départements situés autour de la médiane décroît. Toutefois, cette réduction est plus ancienne que le ralentissement de l'amélioration de la qualité de fourniture médiane : déjà, en 1990, l'intervalle interquartile est de 4,7 %, pour ne se réduire qu'à 2,1 % en 2001. Ainsi, si le niveau médian s'est considérablement amélioré, les écarts sont stabilisés depuis plus longtemps.

Ces améliorations proviennent de l'effort conjoint d'EDF et des collectivités locales. Entre 1985 et 1995, EDF a considérablement renforcé ses investissements sur les réseaux MT ruraux, en préparation de l'adoption de la nouvelle norme de tension prévue pour 1996 (Laternus, 1991 ; EDF, 1993). Ces efforts ont permis à la fois d'assurer le passage à la norme prévue et la mise en service d'une planification couplée au sein d'EDF, ce qui s'est fait au prix d'un accroissement des besoins d'investissement des collectivités. En effet, l'incidence du passage à une norme de tension plus stricte laissait entrevoir une augmentation mécanique des besoins d'investissement des collectivités malgré les gains de productivité procurés par la planification couplée. Ce surcoût était estimé à près de 30 GF par la FNCCR pour la période du X<sup>e</sup> Inventaire (1995-1999), sur la base de la résorption de tous les départs en contrainte en chute de tension de 7 % ou plus en 1994. Il s'agissait là d'une fourchette très haute, basée sur des coûts de renforcement très élevés. L'incidence du passage à la nouvelle norme a été d'augmenter le nombre de départs en contrainte comme on peut le voir sur la figure suivante.

**Figure 6**



Source : de Gouvello et Nadaud (2003).

La distribution des chutes de tensions sur l'ensemble des départements subit une translation vers la droite lorsque l'on tient compte de l'ancien critère et que l'on passe à la nouvelle norme : cela signifie que la qualité de fourniture s'est dégradée.

Le passage au critère des 230 V +6/-10 % correspond à peu près à un doublement du taux de DMA par départements, ce qui, à niveau d'effort constant, équivaut à ajouter au moins cinq années de travaux en plus, ou bien doubler l'investissement sur une période de 5 ans. Cette évaluation est incomplète puisqu'elle ne prend pas en compte certains aspects difficilement quantifiables, dont notamment les besoins de sécurisation accrus résultant de la nouvelle norme.

Ceci montre que si la progression est significative sur plus de 20 ans, elle se fait dans la période récente à des coûts plus élevés : les figures précédentes suggèrent que la résorption d'un même pourcentage de départs en contrainte se fait à coûts croissants. Autrement dit, la courbe de résorption des départs en contrainte à niveau de qualité de fourniture déjà atteint est concave, puisque durant la période considérée, les moyens déployés sont restés sensiblement identiques ce qui suggère que le gain de qualité de fourniture se fait à coût croissant. Il reste donc à comprendre quelles sont les causes de ces rendements décroissants.

#### **4.2.2 Les rendements décroissants de l'effort de qualité de fourniture**

Il existe une première raison théorique, qui relève de l'offre de qualité de fourniture et qui implique de procéder à l'évaluation de la défaillance, ou dans la terminologie d'EDF, à la valeur de « l'énergie non distribuée ». Le dimensionnement des réseaux tient compte des charges, des puissances appelées, de la nature des conducteurs, de la densité de charge à desservir, ce qui dicte la géométrie du réseau, mais aussi sa structure sachant que postes et conducteurs sont en partie substituables. Le planificateur du réseau doit aussi prendre en compte la fiabilité, en valorisant l'énergie non distribuée ainsi que les autres perturbations (Persoz et al., 1982). Comme la plage des variations de tension à respecter s'est rétrécie, le coût des ouvrages nécessaires et justifiés économiquement augmente car la valeur de l'énergie non distribuée dépend non linéairement de la probabilité de défaillance et de la puissance (cf. encart 5). De plus, la diffusion d'usages de plus en plus sensibles aux écarts de tension et autres perturbations de l'onde de 50 Hz a augmenté la valeur de la défaillance. Ceci s'explique par la modification des usages présents chez les ménages ruraux qui suivent ceux des ménages urbains, pour deux raisons au moins : le progrès des techniques dans ces usages et l'interpénétration plus subtile entre le rural et l'urbain. En d'autres termes, d'une part, les ménages ruraux s'équipent des mêmes technologies que les urbains, et d'autre part, la pression de l'extension urbaine se ressent de plus en plus sur le régime d'électrification rurale.

### Encart 5 : Principes économiques du calcul du coût de défaillance

Le coût de la défaillance représente l'économie de coût dégagée par la collectivité par la mise en service d'un kW de capacité de production par anticipation. La collectivité choisit le risque de défaillance qu'elle souhaite couvrir (dans les années 1960, l'État et EDF ont choisis de couvrir les risques jusqu'à 6,25 % de la production).

Soit  $A$ , le coût d'anticipation d'un an pour 1 kW de capacité de production (investissement et charges de capital évalués au taux d'actualisation) ;  $\gamma$  le coût moyen de défaillance (net du coût du combustible en pointe) ;  $\pi$  la probabilité de défaillance durant la période critique ;  $N$  la durée de la période critique où la défaillance risque de survenir et  $d$ , la durée moyenne d'une défaillance. A l'optimum, 1 kW supplémentaire permet d'économiser  $\gamma F$  pendant une durée  $d = \pi N$  : c'est-à-dire que l'économie de coût doit être égale au coût d'anticipation :  $A = \gamma \pi N$ . Cette condition garantit bien que le risque de perte sociale dû à la défaillance est couvert par la construction anticipée d'un kW.

On en déduit un coût implicite par kWh défaillant ; par exemple pour  $\pi = 6.25\%$ ,  $N = 1600$  heures,  $A = 400$  F/kW, le coût moyen est donné par  $\gamma = A / \pi N = 400 / (0.0625 * 1600) = 4$  F/kWh. Dans ces conditions la défaillance est acceptable si le coût net du combustible du moyen de pointe est au plus égal à 4 F/kWh.

Cette valeur implicite est faible, elle a été constamment raffinée au fil de l'évolution des contraintes physiques de fonctionnement du parc : durant les années 60, la défaillance provenait d'un manque de souplesse de l'hydraulique durant la pointe thermique, plus tard elle sera due à un manque de souplesse du parc thermique classique et à une plus grande sensibilité climatique.

Durant les années 1970, l'aléa climatique devient prépondérant devant l'aléa d'hydraulicité (Kohn, 1992), le nouveau critère physique d'ajustement devient : « *le risque de défaillance pendant les 106 heures les plus chargées de la semaine la plus froide doit être limité à 20 % en moyenne ; les investissements de moyens de pointe sont choisis en fonction de cet objectif* » (ibid. p. 158).

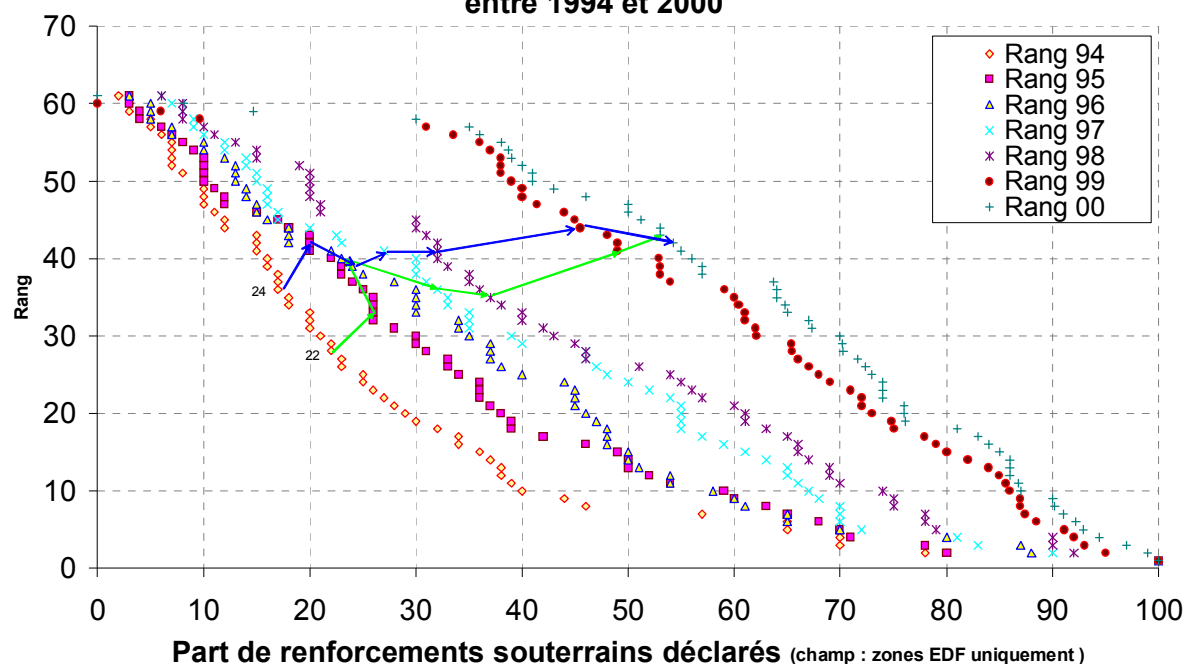
L'évaluation du coût de la défaillance devient plus difficile car elle nécessite des simulations du système électrique qui permettent de déterminer l'économie de défaillance en fonction de la puissance disponible  $P$  soit, ici  $A = \gamma C(P)$ , à l'optimum, avec  $C$  une fonction parabolique de la forme  $C(P) = P + bP^2$ . Ici aussi par une méthode indirecte on détermine la puissance  $Q^*$  qui correspond au risque 20%, puis le coût  $a^*$  associé à  $C(Q^*)$  et on en déduit  $\gamma = A/a^*$ . Le coût de la défaillance s'écrit alors :  $C(P) = c^* + \gamma(P + bP^2)$  où  $c^*$  est le coût du combustible du moyen de pointe,  $P$  la puissance manquante.

Depuis 1978, le critère physique repose sur les heures les plus chargées sur une semaine type, pour un risque de 5% au maximum. Plus récemment, le coût de la défaillance a été réévalué en 1995 dans un souci de mise en cohérence des objectifs de planification des réseaux et de l'outil de production.

La seconde raison des rendements décroissants tient aux choix techniques opérés par les syndicats d'électrification rurale dans le développement de leurs réseaux. Le niveau de qualité de fourniture à une date donnée dicte assez largement l'emploi de certaines techniques plutôt que d'autres et ceci d'autant plus que les départements investissent sur leurs fonds propres et que le poids historique des dotations du FACÉ leur est favorable. Ainsi, au-delà d'un certain seuil minimal de qualité de fourniture, les départements privilégient les ouvrages souterrains (figure ci-dessous).

**Figure 7**

**Evolution de la pratique de renforcement souterrain  
entre 1994 et 2000**



Source : de Gouvello et Nadaud (2003).

Sur les soixante départements dont les statistiques sont complètes, la part médiane qui se déduit de l'abscisse correspondant au rang 30, se situait en 1994 à 20 %, à 40 % en 1997, tandis qu'en 1998 elle atteint 45 %. La progression très importante à partir de 1999 provient du changement d'information demandée aux collectivités locales (entre 1994 et 1998, on se réfère à la part des renforcements souterrains, par la suite c'est la part des travaux souterrains, ce qui comprend esthétique et renforcements). Toujours est-il qu'en terme de travaux, la part médiane se situe à un peu plus de 60 % en 1999 puis à 70 % en 2000. Ainsi, on voit bien que l'essor du souterrain dans les travaux est un élément déterminant. Ceci explique la position des départements dans la hiérarchie nationale de la qualité de fourniture.

1

## Relation entre taux de DMA et part



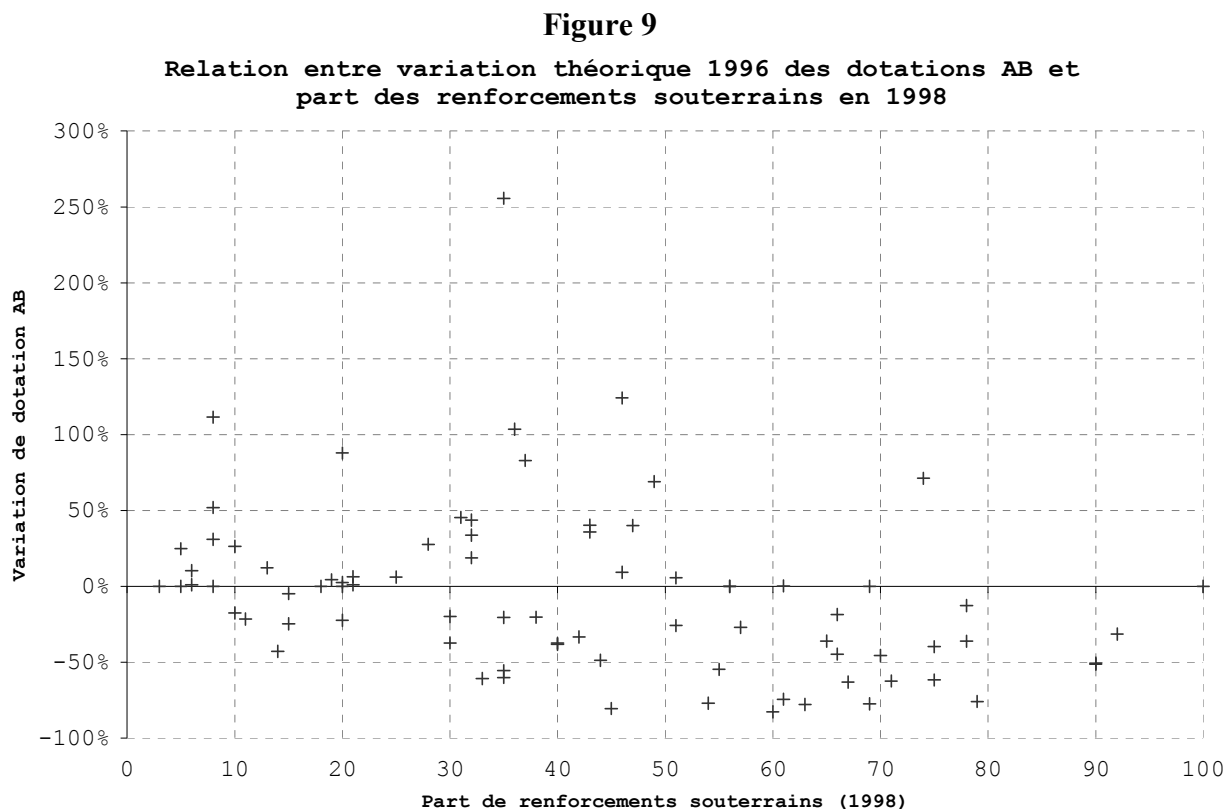
Source : de Gouvêlo et Nadaud (2003).

d'usages plus sensibles aux perturbations de la qualité de fourniture<sup>86</sup> que du processus de régulation de l'électrification rurale lui-même qui repose sur une obligation de moyens avec comme règle une attribution sur déclarations de besoins des collectivités. Dans ce contexte, les collectivités ne sont pas incitées à demander des dotations moindres. Cet effet mécanique est décrit par Colombier (1992) et analysé par Ferrand et Léger (1996). Ceux-ci recalculent, à partir d'une actualisation plus réaliste des coûts de renforcement, de nouvelles clefs de répartition des dotations. Cependant, cette nouvelle répartition suppose une déformation très

<sup>86</sup> Par exemple, les micro-ordinateurs et les systèmes de régulation fine du chauffage ou bien encore les appareils ménagers modernes qui incorporent une électronique de précision.



importante de la hiérarchie des dotations départementales<sup>87</sup>, si bien que le régulateur préfère la considérer comme une cible de long terme des besoins d'investissement qui sera atteinte par ajustements progressifs. Si nous croisons les écarts entre dotations théoriques et dotations effectives en 1996 avec la part des renforcements souterrains (en 1998, dernière année connue), nous obtenons la figure suivante.



Même si la corrélation est faible, on discerne tout de même le fait que les écarts très forts des dotations de la tranche AB sont concentrées sur des départements dont les taux de renforcement souterrains sont relativement plus élevés. A contrario, pour les taux de renforcements souterrains d'au moins 50 %, les écarts sont plus importants, et généralement positifs. Ainsi, si l'ajustement des dotations semble bien prendre en compte l'importance des renforcements souterrains, la forte variabilité des ajustements selon cette proportion montre qu'il existe de grandes inégalités entre les départements.

<sup>87</sup> Certains départements voient dans l'étude Ferrand-Léger leurs dotations divisées par plus de deux tandis que d'autres sont doublées. Il est donc apparu clairement qu'un tel ajustement ne pouvait être effectué aussi brutalement.

## **5    *En guise de conclusion : les tensions internes du régime d'électrification rurale***

Ce chapitre s'est concentré sur les contradictions des principes d'économie publique et les politiques commerciales propres à l'industrie électrique qui ont entraîné les difficultés du régime d'électrification rurale. Nous sommes remontés aux fondements d'économie publique et industrielle qui ont guidé le schéma de l'action d'EDF. A savoir la fourniture d'une énergie au coût marginal de long terme, fondée sur la minimisation du coût global actualisé sous contrainte d'équilibre budgétaire et d'égalisation géographique des tarifs, selon les règles de la tarification issues du principe de Ramsay-Boiteux. L'application concrète de ces principes se fonde sur une définition particulière de la mission de service public dans laquelle les collectivités ont une part importante puisqu'en rural, en plus de leur rôle d'autorités concédantes, elles participent activement au développement des réseaux.

On a montré l'écart entre tarifs et coûts en rural à partir de la caractérisation des fonctions de coût en développement des réseaux électriques selon le formalisme de Juricic (1975) qui montre comment postes et conducteurs sont partiellement substituables pour desservir une certaine densité de charge. On a mis à jour la très forte dérive des besoins d'investissement de l'électrification rurale depuis le milieu des années 1970 qui se traduit après imputation des responsabilités de pointe pour les différents paniers d'usages, par des écarts substantiels entre coûts et tarifs. Ces écarts favorisent considérablement les usages concurrentiels de l'électricité au détriment des usages spécifiques pour lesquels la mission de service public du régime d'électrification rurale est justifiée. La quantification des écarts entre coûts et tarifs montre l'ampleur de la subvention croisée dont bénéficient les clients tout électrique, celle-ci peut parfois dépasser 30 % pour le coût simple d'EDF et 20% encore en plus en ajoutant les investissements des collectivités locales qui représentent à l'époque 35 % (lui-même 60% du coût complet de l'électrification rurale). Ceci amène la principale critique d'économie publique dans le sens où la péréquation sur l'ensemble des usages induit une subvention croisée qui a lourdement pesé sur les collectivités qui n'ont finalement pas cherché à s'opposer à cette dynamique.

Ceci nous a conduit à évaluer dans la durée les performances du régime d'électrification rurale sous l'angle de l'adéquation entre besoins objectifs et moyens disponibles. On a mis à jour trois explications de l'évolution des besoins d'électrification rurale : premièrement, les progrès dans l'amélioration de la qualité de fourniture sont réels mais ils se font à un coût

croissant ; deuxièmement, le passage à une norme de qualité plus stricte entraîne des besoins supplémentaires d'investissement ; troisièmement, les collectivités, une fois passé un certain seuil de qualité de fourniture, opèrent un basculement vers le tout souterrain. C'est donc la combinaison de ces trois effets qui explique l'accroissement des investissements d'électrification rurale des collectivités dans un contexte de lente amélioration de la qualité de fourniture moyenne et de disparités croissantes entre départements. Un élément de cette dynamique est l'hétérogénéité de la qualité de fourniture entre départements qui s'explique par le jeu cumulé de trois causes :

- premièrement, la dynamique de la demande, avec la progression des usages thermiques stimulée par la péréquation ;
- deuxièmement, la dynamique des critères techniques de gestion du réseau (planification couplée d'EDF dans le cadre de la norme de tenue de tension plus stricte 230V +6/-10 %), qui conduit à un essor significatif du souterrain de la part des collectivités comme réponse à ces modifications ;
- troisièmement, la dynamique du FACÉ dans un contexte de recul de la solidarité nationale et de stagnation des recettes fiscales des syndicats.

Les trois causes de tension précédentes révèlent les disparités spatiales des départements en régime d'électrification rurale. Le système se trouve alors déséquilibré par le jeu de deux tendances contradictoires : d'une part la correction des disparités est nécessaire pour faire progresser la qualité de fourniture, d'autre part le poids de l'historique des dotations fait que cet ajustement ne peut être que très lent en raison même de l'importance des disparités entre départements dans l'adéquation entre besoins et moyens. Dès lors, trois possibilités sont envisageables pour contourner ces difficultés : premièrement, augmenter les dotations du FACÉ ; deuxièmement, laisser la charge des investissements des collectivités locales croître ; troisièmement, réformer le régime d'électrification rurale de manière à inciter les collectivités à faire de la MDE sur leurs réseaux. La première solution est impraticable en raison de la volonté de l'État de limiter le prélèvement sur EDF et de privilégier le redéploiement des aides du FACÉ. La seconde est envisageable puisqu'elle se situe après tout dans une continuité historique mais comporte le risque de voir le système de péréquation perdre son sens du fait d'un affaiblissement plus prononcé de la solidarité nationale qui aura pour effet d'accroître des inégalités présentes au lieu de les réduire. La troisième solution, autrement dit offrir un cadre attractif aux collectivités pour qu'elles intègrent la MDE dans leurs pratiques d'investissement est analysée dans les chapitres suivants.



### **Chapitre 3 :**

## **L'efficacité économique de l'approche par la demande dans le cadre du régime d'électrification rurale : les principes de l'optimisation sectorielle élargie**

« [...] les prix, disait Marcel Boiteux, « doivent dire les coûts comme les horloges disent l'heure », nous savons aujourd'hui qu'ils ne disent que rarement l'heure exacte, en d'autres termes, qu'ils ne fournissent qu'une approximation souvent grossière des coûts sociaux sur lesquels il faudrait idéalement fonder le calcul économique et que la distorsion a des causes multiples »  
Roger Guesnerie, (2000)

### **Introduction**

Le chapitre précédent décrit comment l'optimum sectoriel de l'industrie électrique a été réalisé dans le cas de d'EDF. A partir de la nationalisation des industries électriques et gazières de 1946, le secteur électrique français repose sur un modèle intégré de monopole national. C'est dans ce cadre que l'application industrielle des principes de la tarification au coût marginal s'est développée. Une structure intégrée facilite dans un contexte de croissance rapide l'exploitation des économies d'échelle d'un système de production centralisé. La tarification au coût marginal permet en outre d'assurer le service de la demande au moindre coût social par le biais du signal prix qui oriente les consommations vers les heures où les coûts de production sont les plus faibles. La tarification au coût marginal selon la règle de Ramsay-Boiteux suppose que soient réalisées un certain nombre de conditions que nous avons vues au chapitre précédent. Lorsque ces conditions ne sont plus vérifiées, le rôle d'orientation de la demande vers les moyens de production les plus efficaces socialement n'est plus assuré. L'ensemble des conditions où l'optimalité de la tarification au coût marginal n'est plus vérifiée constitue des limites à l'application des principes sous-jacents que nous allons examiner dans le contexte français. Une extension de l'optimum sectoriel de l'offre à la demande peut alors être justifiée.

Dans ce chapitre nous montrons comment l'extension de l'offre à la demande permet de répondre aux difficultés du régime d'électrification rurale selon une argumentation en quatre temps. Nous rappelons dans un premier temps les principales limites du signal prix du côté de l'offre dans le contexte de la tarification au coût marginal pratiquée par EDF. Nous introduisons ensuite l'expérience américaine du Demand Side Management (DSM) comme moyen de dépasser ces limites par le biais de l'extension de l'optimisation du système électrique à la demande (Gouja, 1996). Les principales caractéristiques des programmes de DSM sont présentées ainsi que les controverses relatives à l'évaluation des bénéfices générés

par ces programmes. Nous exposons dans un troisième temps les principaux obstacles à la diffusion de l'efficacité énergétique rencontrés dans la littérature sur le DSM. L'expérience américaine nous sert de référence afin de faire le lien avec le cas particulier de la MDE sur les réseaux ruraux en France. Nous en déduisons un certain nombre de préconisations basées sur des arguments économiques.

## **1 Les limites du signal-prix du côté de l'offre**

Les principes normatifs de la tarification au coût marginal sont d'abord présentés dans le cadre théorique de l'optimum de second rang. On discute ensuite les obstacles concrets à l'application de ces principes dans le cadre du secteur électrique français. Les éléments présentés dans cette section ne sont pas formalisés, car il s'agit de clarifier le débat sur l'efficacité du seul signal-prix du côté de l'offre.

### **1.1 LES CONDITIONS D'OPTIMALITE DE LA TARIFICATION AU COÛT MARGINAL**

L'article séminal de Lipsey et Lancaster (1956) introduit la théorie du « second best » qui énonce que, si dans une économie, au moins un secteur ne pratique pas des prix égaux au coût marginal, alors l'efficacité allocative de la tarification au coût marginal n'est plus vérifiée. La même année, Boiteux (1956) étend ce résultat dans le cas d'une entreprise publique soumise à une contrainte d'équilibre budgétaire. Ce modèle suppose un secteur privé en concurrence pure et parfaite, et dès lors, une connaissance parfaite de la demande par l'entreprise publique qui de plus se voit conférer le pouvoir de fixer les montants des transferts compensatoires dès lors qu'elle détermine ses prix de manière à réaliser une allocation pareto-optimale. La concurrence pure et parfaite est centrale dans la démonstration, mais c'est une hypothèse dont la réalité est éloignée (Boiteux, 1956. p. 35). On peut se demander alors si l'application pratique des résultats obtenus a un réel intérêt, ce qui est naturellement le cas dans une perspective normative car pour reprendre la conclusion de Lipsey et Lancaster, l'existence d'imperfections dans certains secteurs d'une économie remet en cause l'efficacité de la concurrence pure et parfaite dans les autres secteurs, et, par extension, l'optimalité de la tarification au coût marginal dans les entreprises publiques.

Les principes de la vente au coût marginal dans les entreprises publiques ont été clarifiés par Boiteux (1956), notamment le dépassement du problème de la ruine assurée en présence de rendements d'échelle croissants, une propriété associée à la sous-additivité des coûts qui explique l'organisation sous forme de monopoles publics. L'entreprise est dans une zone où le

coût moyen est systématiquement supérieur au coût marginal, si bien qu'une perte apparaît. Le traitement pragmatique de ce problème a consisté à établir des majorations appelées péages qui permettent de rétablir l'équilibre comptable (donc satisfaire la contrainte d'équilibre financier de l'entreprise) tout en conservant les vertus d'une tarification économique basée sur les coûts. On rencontre quatre catégories de péages différentes : le péage uniforme, le péage proportionnel au coût marginal, le péage optimal et le péage double. Le péage optimal correspond aux conditions de Ramsay-Boiteux, à savoir que chaque catégorie de clients se voit dotée d'un péage inversement proportionnel à l'élasticité de leur fonction de demande. Le péage optimal est trop complexe à mettre en œuvre en pratique, si bien qu'on lui préfère le péage proportionnel proposé par Allais. C'est ce type de péage qui a été adopté par EDF. Cela signifie que les clients dont le coût marginal de fourniture est le plus élevé versent un péage d'autant plus élevé. Les péages doubles consistent en deux termes, l'un pour équilibrer les comptes de l'entreprise, l'autre pour dégager les ressources nécessaires au financement des investissements ; les péages doubles se justifient dans le cas d'une extension de la contrainte d'équilibre budgétaire à l'autofinancement (Monnier, 1980), ce qui n'a pas été le cas pour EDF.

Ceci dit, le problème de recherche de l'optimum de second rang est compliqué par l'existence d'équilibres efficaces en présence de non-convexités (Guesnerie, 1975 ; Brown et Heal, 1979). Dans son article, Guesnerie (1975) montre qu'en présence de non-convexités des ensembles de production et de consommation, il peut exister des équilibres multiples qui ne sont pas optimaux au sens de Pareto bien qu'ils vérifient les conditions de premier ordre. Dans ce contexte, le second théorème du bien-être de l'économie normative devient caduc car alors l'efficacité et l'équité ne sauraient être séparés, étant donné que la répartition du revenu affecte non seulement « la répartition du gâteau, mais aussi sa taille » (Guesnerie, 2000, p. 15). Les conclusions relativement à la tarification des monopoles publics mettent en cause le principe même de la tarification au coût marginal puisqu'une économie peut être telle qu'il est impossible d'atteindre un état optimal au sens de Pareto par la tarification au coût marginal.

## **1.2 LES OBSTACLES A LA TARIFICATION AU COUT MARGINAL**

La pratique concrète de la tarification au coût marginal se heurte aussi à différentes contingences tant pratiques, qu'économiques et institutionnelles.

### **1.2.1 L'imperfection de l'environnement économique**

Dans une note interne de 1951 rédigée par M. Boiteux mais non publiée (Monnier, 1983, p.120), on recense une liste des mesures qu'il conviendrait de prendre pour tenir compte des imperfections de l'environnement de l'entreprise publique mais qui sont impraticables dans la réalité. L'auteur propose alors une ligne de conduite qui permette de s'approcher de l'allocation optimale de second rang en distinguant le court terme du long terme. L'idée générale est que, compte tenu des imperfections de l'environnement, il est illusoire de vouloir infléchir le comportement des agents dans la direction collective à court terme. Par contre, cela est possible dans le long terme, notamment en imposant à l'entreprise publique une politique de tarification au coût marginal en développement. On peut supposer que, dans le long terme, les autres secteurs de l'économie adopteront cette politique de vente, c'est « l'effet boule de neige ».

Cette hypothèse de la vertu pédagogique de la tarification au coût marginal en développement sur les prix des autres secteurs est parfaitement cohérente dans un cadre normatif. Mais l'expérience historique montre que cela n'a pas été le cas. En France, au contraire, cette politique de rationalisation a fait place à une politique commerciale dont l'origine provient du constat qu'une fois la situation de pénurie des années 1950 résorbée dans les usages spécifiques, l'électricité s'est progressivement développée dans les usages où elle est en concurrence avec les autres énergies. En d'autres termes, l'essor des préoccupations commerciales modifie profondément la fonction initiale de l'Établissement : la logique de l'orientation vers l'optimum collectif s'estompe devant une logique de conquête de marchés. Puisque donner le bon exemple dans un environnement imparfait ne sert à rien, il est légitime qu'EDF s'aligne sur les méthodes de ses concurrents. C'est la position exposée par Boiteux (1969) dans son article sur la concurrence et le service public de l'électricité. L'auteur justifie d'assouplir les principes de la doctrine tarifaire à l'aide de deux arguments. Le premier est que la croissance soutenue des usages de l'électricité met progressivement celle-ci en concurrence avec d'autres énergies dans un contexte de rationnement des capitaux alors que cette croissance nécessite des investissements importants ce qui justifie d'augmenter les tarifs et de stimuler les ventes. Le second argument repose sur l'idée selon laquelle la péréquation géographique est un obstacle à l'autofinancement dans le sens où le marché rural, structurellement déficitaire, sera celui dont les ventes se développeront le plus au détriment des ventes sur le marché urbain, bénéficiaire mais sur lequel le prix est plus élevé que le prix



sans subvention croisée. Ceci justifie de stimuler les ventes sur ce marché. Nous montrerons plus loin que cet argument mérite discussion. Lors de la signature du contrat de plan du 23 décembre 1970, l'État autorisera aussi la promotion des ventes d'électricité tout en maintenant les obligations de service public.

### **1.2.2 La nécessité des péréquations**

Une autre catégorie d'obstacles pratiques à la tarification au coût marginal est celui des péréquations qui se déclinent en deux catégories bien distinctes : les simplifications nécessaires pour assurer la lisibilité des tarifs et les choix politiques liés à des questions d'équité.

Cette simplification s'explique par l'incomplétude intrinsèque de tarifs universels, c'est-à-dire applicables à de larges segments de clientèles présentant des caractéristiques voisines de demande et donc du coût de fourniture. Les péréquations s'expliquent par l'impossibilité de codifier tous les cas de figure possibles dans les tarifs. Ajoutons que les péréquations simplificatrices font que les tarifs doivent être au mieux considérés comme des estimations des coûts marginaux. L'utilisation des tarifs d'EDF pour calculer des coûts d'usages de l'électricité n'est valable qu'en haute tension, à parc adapté, avec des péages faibles. Par contre elle ne l'est plus en basse tension en raison de l'importance des péréquations opérées auxquelles s'ajoute la péréquation géographique qui introduit une distorsion encore plus importante. On s'éloigne ainsi délibérément de l'optimum collectif pour se rapprocher d'un optimum pour le client dont le sens n'est plus économique mais commercial (Monnier, 1983).

Un dernier obstacle à l'efficacité de la tarification au coût marginal moins connu est que l'adoption du tarif vert comme moyen de décentraliser les choix internes dans l'Établissement ne prend pas suffisamment en compte les variables de décision des centres ou des grandes régies clientes d'EDF. Le Tarif Vert adapté aux clients industriels d'EDF ne l'est plus pour ces clients particuliers que sont les distributeurs d'électricité. Son rôle de décentralisation des choix vers l'optimum collectif est insuffisant pour ces derniers.

### **1.2.3 La présence de déséquilibres**

La vente au coût marginal ne remplit ses fonctions d'orientation optimale des choix individuels qu'à condition que le parc de production soit optimal. Cette condition est vérifiée lorsque l'égalité des coûts marginaux de court terme et de long terme est réalisée. Le parc de

production est alors parfaitement adapté à la demande en niveau et structure horaire, celle-ci utilise au mieux le parc<sup>88</sup>. La notion d'adaptation du parc est capitale car elle conditionne l'optimum du système. Mais les modifications non anticipées de l'environnement économique peuvent rendre le parc plus ou moins durablement inadapté, en distinguant deux cas polaires : la sous-capacité qui fera que les coûts marginaux de court terme sont supérieurs aux coûts marginaux de long terme, et à l'inverse la surcapacité où les coûts marginaux de court terme sont inférieurs aux coûts marginaux de long terme.

La crise pétrolière de 1973 et le choc de prix a provoqué une distorsion importante du signal tarifaire alors que la crise macroéconomique des années 1970 a entraîné un ralentissement de la croissance des consommations d'électricité. Avec un triplement du prix du pétrole, les coûts marginaux de court terme devenaient largement supérieurs aux coûts de long terme. L'inadaptation totale du parc de production rendait les principes marginalistes inopérants. Compte tenu des contraintes financières et techniques, la ré-optimisation du parc n'était envisageable qu'à l'horizon du milieu ou de la fin des années 1980 par l'effacement des centrales fuel et charbon et le développement du nucléaire. Cette adaptation a nécessité un relâchement des principes fondateurs. L'immédiat commande d'afficher des prix élevés, mais au détriment des choix futurs des clients tandis que l'orientation des décisions d'investissement en vue du retour à un parc optimal commanderait d'afficher les prix futurs alignés sur un coût marginal de long terme moins élevé.

Lionel Monnier (1983) estime que sur le plan théorique la meilleure solution aurait été de proposer deux prix : pour la majorité des clients, un prix directeur de court terme susceptible d'orienter les consommations afin de minimiser les dépenses d'exploitation et pour les grands clients un prix de long terme ayant vocation à refléter les coûts futurs de manière à orienter les choix d'investissement, notamment des gros clients industriels. Cette solution a été abandonnée pour deux raisons pratiques par EDF. La première est que l'affichage d'un double prix n'a de sens qu'à la condition que tous les producteurs d'énergie le fassent, ce qui aurait permis aux clients d'orienter correctement leurs choix d'équipements. La seconde est qu'en supposant que tous les producteurs acceptent ce système de double prix, il y aurait un risque important de manipulations stratégiques puisque certaines entreprises auraient pu se gratifier d'une compétitivité artificielle en minorant leurs coûts futurs. Les difficultés pratiques

---

<sup>88</sup> Plus exactement, dans la terminologie d'Allais, l'état de rendement social maximal est atteint, c'est-à-dire que le surplus social total est maximisé.

attendues d'un tel système de double prix ont conduit EDF à afficher un prix unique ne répercutant pas toute la hausse des coûts de court terme mais seulement d'une quote-part lui permettant d'assurer son équilibre budgétaire à court terme (Monnier, 1983). Cette hausse progressive du prix devait accompagner la ré-optimisation du parc vers le nucléaire sans décourager les usages de l'électricité socialement souhaitables ni fausser les décisions d'investissement des consommateurs.

Le second choc pétrolier de 1979 a par contre entraîné une réponse tout à fait différente, car cette fois la situation inverse s'est présentée en raison du ralentissement de la croissance des consommations au cours des années 1980 signe de la persistance de déséquilibres macroéconomiques. La réponse choisie par EDF a été cette fois d'afficher un prix reflétant des coûts marginaux de long terme, donc plus élevés mais de compenser ce désavantage par la distribution de subventions aux investissements.

#### **1.2.4 Les obstacles de l'environnement institutionnel**

Comme tous les tarifs publics, les tarifs de l'électricité sont contrôlés par l'État. La logique de l'entreprise peut entrer en conflit avec la logique d'ajustement macroéconomique de l'État, surtout en période de déséquilibres persistants (Boiteux, 1987 ; Malinvaud, 1987 ; Monnier, 1983). La tentation est alors grande d'utiliser les tarifs publics comme un outil de politique macroéconomique. C'est exactement ce que suggère l'article de Courbis (1972) puisqu'il ne propose rien moins que l'abandon de la doctrine tarifaire d'EDF pour stimuler la compétitivité de l'industrie française par le biais d'un ajustement des tarifs bien plus favorable aux entreprises. Ce débat sera ravivé par le constat de la persistance de déséquilibres macroéconomiques au début des années 1980<sup>89</sup> (EDF, 1984 ; Boiteux, 1987).

L'utilisation des tarifs publics dans ce but peut prendre plusieurs formes : manipulation directe des tarifs, contrôle des investissements des entreprises publiques, contrôle de leurs conditions de financement, orientation des commandes publiques... Un tel pilotage n'est pas exempt d'inconvénients en premier lieu pour les entreprises publiques elles-mêmes, notamment vu la complexité des choix de long terme qui peuvent être remis en cause par

---

<sup>89</sup> Nous n'entrons pas ici dans les détails de cette controverse qui a été tranchée en faveur d'EDF. L'abandon de la tarification au coût marginal n'a pu être imposée, l'argument théorique d'EDF étant que l'Etat possède des instruments fiscaux plus pertinents pour soutenir l'activité économique et que de plus, il faudrait appliquer des péages personnalisés aux industriels (de Ramsay-Boiteux), ce qui ouvrirait d'interminables négociations et pressions alors que ces derniers sont déjà très influents sur les tarifs en raison de leur capacités d'analyse et d'organisation (Monnier, 1983).

l'accumulation des ajustements de court terme opérés par l'État sans cohérence économique de long terme, au gré des gouvernements. A terme, l'effet cumulatif des errements de l'État sur les comptes des entreprises publiques peut être perçu comme une preuve de leur inefficacité, même si l'argument est infondé (Monnier, 1983).

La neutralisation des dangers d'une manipulation trop systématique s'est manifestée dans la création des contrats de plan. Dans le contrat de plan de 1970, il apparaît que les acteurs partent du constat qu'EDF par ses 25 ans de pratique n'a pas fondamentalement modifié l'environnement économique français mais qu'au contraire l'Établissement se trouve confronté à une concurrence accrue des autres énergies, en raison même de la progression de l'électricité<sup>90</sup>. L'État souhaitait avant tout assurer la sécurité d'approvisionnement énergétique de la nation par le développement du nucléaire. Il fallait donc que ce dernier accompagne la croissance des consommations encore importante. Par conséquent, il était naturel d'autoriser EDF à adopter une politique commerciale<sup>91</sup>. L'avantage stratégique d'EDF était tacitement validé dans le sens où, en principe, un usage concurrentiel ne relève pas du service public, il ne peut alors bénéficier de la péréquation géographique des tarifs et devrait donc être vendu à son coût réel, c'est-à-dire déperdué. Ce sont donc les arguments de politique énergétique nationale qui ont primé sur la cohérence théorique.

### **1.3 TARIFICATION AU COUT MARGINAL ET EXTENSION A LA DEMANDE**

Nous synthétisons dans ce dernier paragraphe les débats autour de la tarification au coût marginal pratiquée par EDF dans la perspective d'une extension de l'optimisation sectorielle à la demande. Nous procédons en deux temps, premièrement, compte tenu des trois catégories d'obstacles vues ci-dessus, nous résumons les débats surgis à la suite du premier choc pétrolier d'octobre 1973 ; deuxièmement, nous présentons les différents régimes de régulation des industries électriques avant d'aborder l'expérience américaine du DSM.

#### **1.3.1 Débats autour du rôle de la tarification au coût marginal en présence de déséquilibres**

Au cours des années 1970 trois difficultés sont apparues entravant la mise en application des principes tarifaires (Boiteux, 1987). Premièrement, la profonde modification des prix des

---

<sup>90</sup> Comme le reconnaît Boiteux (1969), au fur et à mesure que l'électricité se développe, elle tend à se rapprocher des marchés des autres en raison du développement de nouveaux usages, la zone de concurrence se situe uniquement sur les usages thermiques.

énergies qui entraîne la non optimalité du parc de production, deuxièmement, le ralentissement de la croissance économique qui a entraîné un tassement de la croissance des consommations d'électricité, enfin, la persistance de déséquilibres qui remet en cause les hypothèses d'optimalité de la vente au coût marginal.

Le bouleversement du prix des énergies induisait en retour une déformation de la structure des coûts, et donc une inadéquation du signal tarifaire. La réponse du gouvernement fut de n'autoriser à augmenter les tarifs qu'à la hauteur des montants nécessaires pour maintenir l'équilibre financier de l'Établissement à un niveau intermédiaire entre coûts marginaux de court terme et de long terme, une fois le parc réoptimisé (Boiteux, 1987 ; Monnier, 1983).

Le ralentissement de la croissance économique entraîne celui de la croissance de la consommation, surtout après le second choc pétrolier de 1979, ce qui fait que les plans d'investissement basés sur des anticipations de croissance plus forte entraînent l'apparition de surcapacités de production. En présence de surcapacités, le coût marginal de court terme est plus faible que le coût marginal de long terme (Bernard, 2000 ; Percebois, 1987), ce qui signifie que la non optimalité du parc se prolongera au-delà de l'horizon d'ajustement prévu. L'apparition de surcapacités impose un nouvel ajustement tarifaire<sup>92</sup>, qui a pris la forme d'un alignement volontaire sur des coûts marginaux de long terme plus élevés assortis d'instruments para-tarifaires, c'est-à-dire des subventions à l'investissement des clients qui les incitent à anticiper sur leurs décisions de consommation.

La persistance des déséquilibres macroéconomiques impose de repenser le rôle des tarifs publics. Si le principe d'indiquer les tendances des coûts sociaux afin d'orienter les choix des usagers demeure une des moins mauvaises options, il apparaît nécessaire de substituer à l'hypothèse de concurrence pure et parfaite celle d'équilibre à prix fixes pour refléter les déséquilibres. Le simple réajustement des péages n'est pas une réponse à la persistance des déséquilibres car, comme le rappelle Monnier (1980), la théorie des péages n'est opératoire qu'en présence d'un parc optimisé, c'est-à-dire à l'égalité des coûts marginaux de court et de long terme. A parc inadéquat, le tarifificateur se trouve devant deux options antagonistes : retenir les coûts marginaux de court terme pour refléter l'état présent ou bien les coûts marginaux de

---

<sup>91</sup> Le lecteur trouvera en annexe 3 une partie consacrée à la genèse de la politique commerciale d'EDF.

<sup>92</sup> Celui peut prendre la forme soit d'un alignement sur le coût marginal de court terme, afin de stimuler les consommations et d'amortir plus rapidement les surcapacités mais au risque d'inciter les usagers à faire de mauvais choix qu'ils paieront lorsque les coûts de court terme seront alignés sur ceux de long terme. A l'inverse,

long terme pour refléter l'état futur, si bien que les péages ne résolvent en rien le problème de la tarification en présence de déséquilibres.

L'analyse de second rang en présence de déséquilibres conduit donc à montrer que l'entreprise devrait fonder ses calculs non pas sur les prix du marché, mais plutôt sur des prix fictifs reflétant les valeurs sociales, compte tenu des déséquilibres présents (Boiteux, 1987). Mais cette solution de nature normative est impraticable, car elle est sujette à d'importantes possibilités de manipulation stratégique. C'est pourquoi Marcel Boiteux défend l'utilisation d'instruments para-tarifaires, c'est-à-dire des aides directes à l'investissement pour inciter les clients à faire des choix conformes à l'intérêt collectif compte tenu des déséquilibres et de l'affichage de prix futurs plus élevés.

Cette vision de la politique tarifaire en présence des déséquilibres est critiquable sur plusieurs points (Hourcade et Menenteau, 1988). D'un côté les subventions à l'investissement offrent plusieurs avantages pour l'entreprise. Premièrement, les incitations ciblées sur l'adoption de l'électricité comme mode de chauffage sont moins coûteuses pour EDF qu'une baisse des tarifs qui affecterait tous les clients, et donc ses recettes présentes et futures. Deuxièmement, les subventions à l'investissement sont beaucoup plus discrètes que les modifications des tarifs qui doivent être diffusées publiquement puisqu'elles font partie de l'action commerciale de l'entreprise. Troisièmement, les incitations à l'investissement induisent une adoption anticipée de la solution électrique qui permet d'évincer les solutions alternatives. Mais ceci ne joue pas dans le sens de l'optimum collectif.

La justification théorique de l'emploi des subventions à l'investissement n'est pas recevable. Le fait qu'elles permettraient de corriger les distorsions induites par un prix de l'électricité volontairement majoré parce qu'aligné sur le coût marginal de long terme est contradictoire : EDF incite à consommer un produit plus onéreux que ces concurrents, mais les subventions à l'équipement offrent trois avantages pour l'entreprise. La forte préférence pour le présent des clients vis-à-vis des investissements énergétiques (qui vaut tant dans l'industrie que le domestique) est contournée par la subvention moins coûteuse qu'une baisse de tarifs sur des segments entiers de clientèle. Ensuite, l'aide consentie étant ciblée, elle est peu contrôlable par le régulateur alors qu'une distorsion des tarifs devrait être répercutée sur tous les clients. Enfin, les instruments para-tarifaires permettent de bénéficier d'un effet d'irréversibilité en

---

aligner directement les tarifs sur les coûts de long terme, mais au risque de ne pas pouvoir amortir les

raison de l'éviction des solutions alternatives à faible coût mais grâce à un mécanisme contraire aux principes de l'optimum sectoriel. De plus, la subvention n'est légitime qu'à conditions de concurrence identiques ou proches : or, les usages thermiques de l'électricité bénéficient de la péréquation géographique, ce qui leur confère un avantage par rapport aux autres énergies en zones dispersées. Dès lors, la subvention permet de conquérir de nouveaux marchés sous couvert du service public. Une telle subvention est illégitime puisqu'au lieu de corriger un taux d'actualisation individuel trop élevé par rapport au coût du capital, elle prend au contraire appui sur le comportement du consommateur induit par ce taux pour développer le marché des usages thermiques de l'électricité au détriment d'autres solutions. « Il y a donc encouragement et non correction de comportements « pervers » du point de vue de l'optimum global » (ibid., p.5).

La politique d'ajustement à un déséquilibre durable qui permettrait de rester dans l'esprit des principes marginalistes en se fondant sur des instruments para tarifaire n'est donc pas exempte de limites théoriques. Elle repose sur une fausse conception de l'optimum sectoriel élargi qui se retrouve dans la conception de l'approche DSM/IRP d'EDF qu'elle réduit à la seule gestion de la charge : « Ainsi, dès 1954, EDF mettait en œuvre avec le tarif vert les concepts de Demand Side Management, de Least Cost planning dont les américains nous abreuvant actuellement, comme s'il s'agissait d'innovations théoriques ». (Préface de Marcel Boiteux, in Varoquaux, 1995). Il omet deux aspects qui n'ont jamais été présents en France, à savoir que l'investissement après compteur est autorisé pour les compagnies électriques américaines et que les externalités environnementales peuvent entrer dans les programmes de gestion par la demande.

### **1.3.2 L'importance du régime de réglementation**

Il n'y a pas eu un seul régime d'organisation et de réglementation des industries électriques en raison des fondements théoriques qui président à la régulation des monopoles privés ou publics. La distinction entre modèle américain et français tient à la nature des monopoles. Dans le premier cas, les entreprises sont des monopoles privés intégrés sous le contrôle d'instances publiques de régulation tandis que le modèle français est depuis 1946 celui d'un monopole public sous l'autorité réglementaire directe de l'État.

#### **a) le modèle de régulation américain**

---

surcapacités.

La pratique de la régulation des monopoles privés consiste à faire surveiller l'activité de l'entreprise par une autorité publique régionale de régulation, appelées « Public Utilities Commission » (PUC). L'entreprise se trouve liée par un contrat qui est régulièrement négocié lors d'un processus que peut déclencher l'entreprise elle-même, le régulateur ou bien des groupements de consommateurs. Le mode de régulation établit les tarifs de manière à garantir une rentabilité minimale au monopole. Dans la régulation en « Cost-Plus » les tarifs sont basés sur les coûts historiques moyens, ce qui assure à l'entreprise un revenu égal au coût augmenté éventuellement d'un taux de marge. Son principal défaut est que l'entreprise n'est pas incitée à réduire ses coûts. La régulation sur le taux de rendement (« rate of return regulation ») assure un rendement garanti sur les investissements en capital. L'inconvénient de cette forme de régulation est d'inciter l'entreprise à surinvestir, ce qu'ont montré Averch et Johnson (1962), de même, elle n'est pas non plus incitée à baisser ses coûts. Ce sont les imperfections de ces modes de régulation en présence de déséquilibres et notamment d'importantes surcapacités en raison de l'effet Averch-Johnson et de mauvaises anticipations de la croissance des besoins qui ont motivé l'extension de l'optimisation à la demande au cours des années 1980.

#### **b) le modèle de régulation français**

Le modèle français est différent du mode de régulation américain. Tout d'abord, on a un monopole public intégré, EDF sous la tutelle directe de l'État. Ensuite, la tarification est basée sur une tarification au coût marginal de type Ramsay-Boiteux. Le contrôle direct de l'État implique des relations étroites avec l'entreprise. Pour des raisons particulières, ce schéma conduit à une forme de régulation où il est préférable de confier la gestion du monopole public à « la main invisible du manager » plutôt qu'à celle du marché (Marcel Boiteux, 1996). En définitive, le modèle français a consisté à « placer le régulateur à la tête de l'entreprise » afin qu'il remplisse au mieux les missions d'intérêt général que l'État lui a confié (Boiteux, 1999). L'idée sous-jacente est que le manager du monopole public est plus à même d'agir comme un agent bienveillant dans l'intérêt public.

L'exposé des différences entre régimes de régulation français et américain permet de mieux cerner les spécificités de l'expérience anglo-saxonne du DSM décrite dans la section suivante.



## **2    *Extension de l'offre à la gestion de la demande : le Demand Side Management***

Nous décrivons dans cette section les modalités de mise en œuvre du DSM dans le contexte de régulation anglo-saxon puis nous rappelons les principaux termes du débat sur la rationalité de l'approche par la demande. L'une des questions centrales est celle des imperfections des marchés énergétiques puisque celles-ci justifient une intervention sur les mécanismes de formation de la demande d'électricité, de par sa complémentarité avec d'autres facteurs. On présente de façon détaillée des imperfections du fonctionnement des marchés qui fondent l'approche DSM et par extension celle de la MDE sur les réseaux ruraux.

### **2.1 LA GESTION DE LA DEMANDE AUX ÉTATS-UNIS**

Les inconvénients du mode de régulation expliquent l'émergence du DSM sous l'effet de la crise pétrolière de 1973. Le point de départ est le constat des importantes surcapacités apparues au milieu des années 1970. Un second point critique est la référence au coût comptable moyen pour établir la tarification. Avec cette référence, les tarifs peuvent se trouver fort éloignés des coûts économiques de la fourniture horaire et aussi des coûts marginaux de développement. Comme le système repose sur une tarification au coût moyen, insensible aux structures des coûts fixes et variables, il est clair que les tarifs tendent à donner un signal peu efficace en structure horaire et n'incitent pas à optimiser les investissements. Les entreprises tendent finalement à surinvestir en pointe puisque les clients ne disposent pas du signal prix suffisant pour déplacer leurs consommations vers les heures moins chargées. Le DSM a été introduit par les Public Utilities Commissions, les régulateurs régionaux du système électrique, pour deux raisons économiques (Gouja, 1996, p. 86) : premièrement, éviter des investissements de capacité dans des conditions financières très difficiles en leur substituant des programmes plus économiques de gestion de la demande ; deuxièmement, abaisser les consommations en pointe afin de se déplacer le long de la courbe de coût moyen pour se rapprocher du coût marginal et donc mieux refléter les coûts réels, au moins à court terme. Une troisième raison de protection de l'environnement motive le DSM comme un des moyens préconisés pour réduire les émissions de polluants des entreprises électriques dans les Clean Air Act Amendments de 1991. Des projets de développement de l'offre aux impacts environnementaux importants peuvent ainsi être évités en incluant les externalités dans leur évaluation. Parfois le DSM peut s'avérer moins coûteux que des dispositifs anti-pollution sur les centrales elles-mêmes. Les PUC ont ainsi développé des méthodes d'évaluation de la

rentabilité des programmes de DSM incluant les coûts environnementaux évités qui accompagnaient la définition des plans d'investissement des compagnies. L'émergence du DSM apparaît donc comme un ajustement de l'organisation institutionnelle du secteur électrique face aux défauts d'efficacité économique et sociale des monopoles électriques.

## 2.2 LA DIVERSITE DES PROGRAMMES DE DSM

Les programmes de DSM consistent à financer des projets visant à réduire les consommations ou les puissances appelées par les clients. La forme des projets varie selon la nature des actions et les catégories de clients visées en raison des différences d'usages. Une typologie des catégories de programmes est proposée par Nadel (1992).

**Tableau 32 : Typologie des programmes de DSM**

Type de programme	Principales caractéristiques
Information	Sensibilisation aux économies d'énergie Audit énergétique
Gestion de la charge	Optimisation de la puissance d'usages thermiques Tarification interruptible, Tarification horosaisonnaire
Rabais	Aides à l'achat de matériels performants ;
Prêts	Prêts à taux réduit pour l'acquisition de matériel performant (bon substitut au rabais pour les clients aux revenus modestes)
Contrats de performance	Recours aux sociétés de service énergétique tiers (ESCOs*) Principe du tiers payant
Installation directe	Gamme de service complet autour d'un équipement performant
Enchères	Mise en compétition d'options d'offre et de DSM

Source : d'après Nadel (1992). \* Energy Services Companies.

Les programmes distinguent les clients résidentiels, tertiaires, commerciaux et industriels. Les programmes sont réalisés soit directement par les entreprises électriques, soit par le biais d'un organisme tiers ou bien de consortiums multipartenaires montant une structure chargée de la réalisation des actions.

Le financement des coûts des programmes DSM que les régulateurs ont prescrits sont remboursés par les recettes des tarifs, recalculés en tenant compte des bénéfices des projets dégagés sur les économies d'investissement en amont, sur les réseaux et en production selon l'équivalence entre gestion de la demande et développement de l'offre. Les options DSM sont auparavant sélectionnées en fonction de tests de rentabilité économique qui quantifient les gains économiques en termes de surplus selon diverses optiques : collective, client ou entreprise (Braithwait et Caves, 1991 ; Hirst, 1991 ; Hobbs et Wilson, 1994). Sur le plan théorique, l'optique collective est préférable, et conforme avec la fonction du régulateur d'un service public. Ces tests basés sur un critère d'optimum collectif sont un moyen de classer les

actions possibles en mettant en regard leurs coûts et leurs gains attendus. Comme les montants des programmes sont en général plafonnés, on sélectionne les actions les plus rentables en termes collectifs jusqu'à la limite de rentabilité de l'investissement de production correspondant. Dans la plupart des programmes, des mécanismes incitatifs sont constitués pour encourager les compagnies à s'engager dans des programmes de DSM en se référant au critère d'intérêt économique pour l'utility (Stoft et Gilbert 1994 ; Stoft et al, 1995).

Au milieu des années 1980, la mise en œuvre du DSM s'est inscrite formellement dans une procédure de « minimisation du coût social de satisfaction de la demande de services énergétiques électriques » appelée « least cost planning » ou « integrated resources planning » élargie aux coûts environnementaux (Berry, 1992). Cela consiste, de la part du régulateur, à forcer les entreprises à considérer, parmi toutes les options techniques disponibles d'offre et de demande, les combinaisons les moins coûteuses, le tout assorti d'une dimension environnementale pénalisant les solutions les plus polluantes. Le choix des régulateurs institue une véritable planification de long terme des entreprises d'électricité et du système électrique de leur zone. Cette recherche d'un optimum élargi à la demande s'explique par la reconnaissance des imperfections diverses du signal tarifaire au coût moyen pour les consommations de pointe, et de la nécessité d'intégrer les externalités environnementales non encore internalisées dans la recherche de l'optimum social pour les consommations et les capacités de base. Elle implique un élargissement de l'activité des entreprises de la vente d'énergie à celle de services énergétiques.

Alors que les investissements dans le DSM culminent au début des années 1990, un débat sur leur efficacité sociale se développe sur la base économique de la démarche DSM (Herring, 1998 ; Howarth, 1997), et notamment la distinction entre approches de l'ingénieur et de l'économiste. Les partisans du DSM parlaient de barrières à l'efficacité énergétique comme des imperfections de marché, ce que contestaient leurs adversaires.

### **2.3 LE DEBAT AUTOUR DE L'EFFICACITE SOCIALE DES ACTIONS DE DSM**

Ce sont les conditions de réalisation des programmes de DSM et les difficultés relatives à la mesure de leurs impacts réels qui sont à l'origine d'interrogations au sujet de leur efficacité. Deux catégories de critiques peuvent être distinguées. La première ne remet pas directement en cause la démarche du DSM, mais analyse certaines de leurs faiblesses afin d'améliorer leur efficacité (Joskow et Marron, 1992 ; Nadel, 1992). La seconde catégorie de critiques met en

doute la pertinence même des politiques de maîtrise de la demande d'énergie sur le plan économique (Khazzoom, 1987 ; Sutherland, 1994, 1996 ; Brookes, 2000 ; Saunders 2000).

### **2.3.1 L'évaluation du surplus des programmes de DSM**

Considérons l'argument selon lequel les investissements dans les technologies actuelles de demande les plus efficaces sont substantiellement moins coûteux que le coût des quantités actualisées d'énergie, certains potentiels étant crédités d'un coût négatif avant même imputation des bénéfices environnementaux (Joskow et Marron, 1992). Les programmes sont justifiés par le fait que pour un ensemble de raisons, les consommateurs n'adopteront pas ces technologies sans incitation directe. La critique s'est concentrée sur plusieurs points :

- l'ampleur de l'écart entre les choix théoriques supposés efficaces et les choix effectifs des consommateurs ;
- l'existence de substantielles imperfections des marchés qui expliqueraient cet écart et justifieraient l'action directe sur la demande ;
- la nécessité de subventionner les clients pour influencer sur leurs comportements.

L'article de Joskow et Marron (1992) aborde le premier point en analysant plusieurs projets sous l'aspect de la pertinence des méthodes d'évaluation du coût global de ces programmes avant prise en compte de leurs bénéfices. Le champ des programmes considérés est restreint à ceux qui ne modifient pas la qualité du service énergétique, mais seulement les quantités consommées<sup>93</sup>. Joskow et Marron formulent plusieurs critiques des courbes d'offre d'efficacité énergétique couramment présentées dans le cadre de l'évaluation des potentiels :

- elles reposent sur l'hypothèse de remplacement total des appareils existants : ce faisant, les coûts de déclassement des anciens appareils sont ignorés ;
- les potentiels techniques diffèrent des potentiels économiquement récupérables qui leurs sont forcément inférieurs, surtout en cas d'innovation rapide (la durée de vie économique des équipements tend en effet à se raccourcir, ce qui entraînerait un renouvellement plus fréquent et donc un coût de l'efficacité énergétique plus élevé) ;
- les estimations du coût des potentiels techniques d'économies d'énergie oublient certains coûts ; notamment l'exploitation et la maintenance ;

- l'impact de l'effet d'aubaine<sup>94</sup> n'est généralement pas pris en compte ;
- outre le problème des hypothèses techniques, économiques et des taux d'actualisation employés, ce qui contribue à la disparité des évaluations<sup>95</sup> ;

Ces différents aspects amènent à observer que les coûts réels supportés par les entreprises électriques sont substantiellement plus élevés. En outre, ces coûts varient fortement entre programmes et entre actions au sein d'un même programme. Le coût du kWh économisé est sensiblement plus élevé dans le secteur résidentiel en comparaison des secteurs industriel et tertiaire : cela s'explique par des imperfections du marché et un effet d'aubaine plus important dans le secteur résidentiel. L'ampleur de l'écart entre coût réel et coût théorique reflète la différence entre potentiel technique et fraction économiquement récupérable : les potentiels techniques apparaissent toujours très élevés parce qu'ils ne tiennent pas compte des contraintes économiques et sociologiques. Les coûts non pris en compte concernent le déclassement des équipements améliorés, c'est-à-dire les coûts d'élimination et la valeur résiduelle des équipements déclassés. Si on prend en compte les coûts de remplacement d'appareils moins performants avant leur fin de vie économique et technique, alors les courbes d'offre d'efficacité énergétique représentent un équilibre de long terme efficient, au terme de l'ajustement des parcs, mais moins ambitieux que l'optimum technique.

La prise en compte des coûts de gestion, promotion et d'évaluation des résultats conduit à un optimum où le potentiel économique se réduit encore. Les divers coûts indirects<sup>96</sup> supportés par les clients ne sont généralement pas pris en compte.

L'efficacité économique supposée des actions de DSM n'a pas été confirmée par les réalisations en raison de ces difficultés et de ces coûts cachés. Les projections réalisées à partir d'estimations techniques sont apparues optimistes dans le cas où un suivi des impacts est réalisé, ce qui est rarement le cas en raison de la complexité des processus de mesure des économies réalisées. Les estimations technico-économiques sont très sensibles aux

---

<sup>93</sup> Ce qui exclut les programmes de gestion des charges et de substitution d'énergie.

<sup>94</sup> Les clients qui auraient fait l'investissement d'eux-mêmes, mais qui profitent de l'occasion du programme sont considérés comme bénéficiaires indus des aides à l'investissement. A contrario, les *free drivers* sont ceux qui ne souhaitent pas participer mais investissent tout de même, naturellement les *free drivers* ont un effet neutre sur le programme mais pas sur le plan social.

<sup>95</sup> Dans l'article, les potentiels analysés par les auteurs varient d'un facteur 4 en volume et d'un facteur 5 en coût moyen par kWh économisé.

hypothèses de durée de vie des équipements efficaces. La durée pertinente est la durée de vie économique, c'est-à-dire la durée d'utilisation effective de l'équipement qui est généralement inférieure à la durée de vie technique. Mais son estimation est particulièrement complexe à effectuer.

Une dernière difficulté est celle de l'évaluation de l'effet d'aubaine qui se manifeste lorsque des clients participent au programme alors qu'ils auraient effectué d'eux-mêmes des investissements équivalents. Sur le plan théorique, la subvention est injustifiée puisqu'elle ne génère pas de bénéfices sociaux. Cependant, le contrôle de l'effet d'aubaine représente un coût supplémentaire qu'il est difficile de compenser par l'effacement de la perte de surplus associée. Lorsque des estimations sont entreprises, la fraction des clients bénéficiant de cet effet d'aubaine peut s'avérer substantielle.

En définitive, il est important de développer un traitement adéquat des principales imperfections présentes du côté de la demande : information incomplète, coûts de transaction, et du côté du pilotage d'un programme DSM : évaluation des coûts, mesures des économies effectives et traitement de l'effet d'aubaine.

### **2.3.2 Les critiques économiques du DSM**

Lors des années 1990, plusieurs économistes ont mis en doute les arguments avancés pour justifier le DSM en contestant l'efficacité de l'approche par la demande. Ces critiques ont tout d'abord été dirigées contre les imperfections prétendues des marchés énergétiques, puis contre les effets des subventions directes accordées aux clients (Voir en particulier Sutherland, 1991, 1996).

Le premier point, est relatif aux effets redistributifs parfois conséquents des programmes résidentiels de DSM (Sutherland, 1996). Toute subvention directe introduit des distorsions. Le second point repose sur l'idée selon laquelle l'énergie n'a aucune caractéristique particulière qui la distingue des ressources dont la consommation puisse être optimisée en vue d'une plus grande efficacité économique. En d'autres termes, ce n'est pas parce que l'on économise l'énergie que l'état économique atteint est le meilleur.

---

<sup>96</sup> Il s'agit de coûts difficilement mesurables qui s'ajoutent aux participations directes des clients, par exemple les gênes diverses occasionnées par les travaux, coût d'adaptation aux changements de comportement ; plus les actions de MDE sont contraignantes pour les clients plus ces coûts s'élèvent.

Les critiques du DSM réfutent aussi l'équivalence entre efficacité énergétique et développement de l'offre en raison de profondes différences entre les réponses par l'offre et la demande en période de déséquilibre des prix. Le développement des capacités de production permet d'anticiper les pressions à la hausse sur les prix tandis que l'amélioration de l'efficacité énergétique permet une adaptation aux hausses de prix. Cette asymétrie fondamentale distingue clairement les partisans du DSM de leurs détracteurs sceptiques (ibid., p. 356, note 7).

Les critiques mettent aussi en avant l'effet de rebond introduit par Brookes (1979) puis par Khazoom (1987), et que ces auteurs attribuent à Jevons (1865). Brookes, (2000) affirme que l'amélioration de l'efficacité énergétique du service peut conduire à un accroissement de la consommation d'énergie par le biais des réallocations entre différents biens consommés au travers de la baisse du prix du service énergétique. On parle d'effet de rebond lorsque les consommations augmentent suite à un progrès de l'efficacité énergétique : par exemple, dans le logement, l'isolation permet d'obtenir une température plus élevée, ce qui à l'extrême peut aboutir à une consommation d'énergie supérieure à celle de la situation initiale.

Enfin, le dernier argument de ce courant critique est que les évaluations techniques des potentiels d'économie d'énergie impliquent pour leur réalisation une réallocation des autres facteurs non énergétique bien trop importante pour être réalisable. Il s'agit là de l'accroissement de la productivité combinée des autres facteurs qui peut s'avérer supérieure à celle de l'efficacité énergétique aboutissant ainsi à une demande agrégée plus élevée bien que la consommation par unité d'output décroisse, c'est-à-dire l'effet de rebond. Par contre, cet effet peut aussi s'avérer largement supérieur aux économies d'énergie agrégées, Saunders (2000), introduit le terme de « backfire » pour désigner cette possibilité. Les arguments de sa démonstration reposent sur la formalisation suivante.

Soit une demande de service  $Y = f(K, L, \tau_E E)$  où  $Y$  est la production,  $K$ ,  $L$  le capital et le travail,  $E$  la consommation d'énergie et  $\tau_E$ , le progrès technique économisant l'énergie dans le cadre d'un modèle de croissance néoclassique. L'efficacité énergétique peut donc être définie comme l'élasticité de l'utilisation de l'énergie relativement à ce taux de progrès technique :

$$\eta_{\tau_E}^E = \frac{d \ln E}{d \ln \tau_E}. \text{ L'effet de rebond se définit relativement à cette élasticité, soit la quantité } R =$$

$1 + \eta_{\tau_E}^E$ . Ce coefficient  $R$  mesure le pourcentage de rebond de la consommation d'énergie. On voit que si le rythme de progrès technique est égal à celui de la croissance de la

consommation on a alors  $\eta_{\tau_E}^E = -1$  et  $R = 0$ , il n'y pas d'effet de rebond. Si l'efficacité énergétique est de 50 %, soit  $\eta_{\tau_E}^E = -0,5$  alors  $R = 0,5$  l'effet de rebond représente 50 % de la croissance des consommations, si  $\eta_{\tau_E}^E = 0$  on a  $R = 1$ , l'effet de rebond est de 100 %. Le « backfire » se produit lorsque l'efficacité énergétique induit une croissance de la consommation d'énergie, soit  $R > 1$  (rebond supérieur à 100%).

L'existence du « backfire » est un des aspects centraux de ce débat, ainsi, Saunders (2000) affirme qu'aucun argument théorique ne s'oppose à cet effet défini comme ci-dessus tandis que Lovins (1998) soutient que l'effet de « backfire » est impossible tandis que certains auteurs identifient des cas concrets (Roy, 2000). Dans le cas de l'Inde où d'après l'auteur c'est la forte demande insatisfaite qui explique l'effet de rebond supérieur à 100 %. Il s'agit plus, en définitive, d'un débat empirique consistant à mesurer l'effet rebond qu'un débat théorique.

Considérons maintenant la position des critiques du DSM sur réalité des imperfections de marché justifiant l'action réglementaire.

### **3 Les obstacles à l'efficacité énergétique : barrières ou imperfections de marché ?**

Nous proposons une revue des principaux acquis de la littérature sur les obstacles à l'efficacité énergétique. Nous présentons dans un premier temps le paradoxe de l'énergie tel que Jaffe et Stavins (1994) l'ont dénommé pour expliquer l'écart observé entre estimations des potentiels d'efficacité collective et réalisations effectives.

#### **3.1 LE PARADOXE DE L'ÉNERGIE**

Le terme de « paradoxe de l'énergie » introduit par Jaffe et Stavins (1994a, 1994b) renvoie au constat empirique selon lequel des options énergétiques économiquement rentables ne sont pas spontanément adoptées par les agents économiques. Leur constat est avant tout relatif, il dépend en effet de la définition précise de ce que l'on peut considérer comme le niveau socialement optimal d'efficacité énergétique. L'écart mesuré dépend très exactement de la définition que l'on retient, en dehors du fait que toute technologie se diffuse selon un processus graduel. La définition du comportement optimal commande donc l'intensité de



l'écart. Les auteurs identifient quatre notions distinctes de l'optimalité : le potentiel de l'économiste, le potentiel de l'ingénieur, le potentiel hypothétique, l'optimum social.

- Le potentiel de l'économiste correspond à ce qui est économiquement rentable, compte tenu du fonctionnement connu ou supposé du marché et de la réglementation en vigueur ;
- Le potentiel de l'ingénieur correspond à ce qui est techniquement accessible, compte tenu des conditions du marché ;
- Le potentiel hypothétique correspond à l'exploitation universelle dans l'économie de l'intégralité des meilleures techniques disponibles. Cette vision ne tient pas compte des facteurs socio-économiques qui commandent le progrès technique : sa valeur réside avant tout en l'image qu'elle donne de la frontière d'efficacité énergétique maximale, mais elle inclue inévitablement des options qui ne sont pas économiquement rentables ;
- Les optima sociaux représentent les potentiels accessibles compte tenu de facteurs non marchands mais aussi des leviers de l'intervention publique pour améliorer l'allocation des ressources par modification du fonctionnement du marché.

La réflexion sur le paradoxe de l'énergie se base sur une analyse approfondie des barrières à l'efficacité énergétique dans un but d'établir des prescriptions de politique publique. Le croisement de ces catégories d'obstacles mène à une taxonomie fine des barrières à l'adoption de l'efficacité énergétique. Les principaux éléments sont tirés de la synthèse de Gouja (1996), des articles de Sandstad et Howarth, 1994a, 1994b, Jaffe et Stavins, (1994) et pour les barrières organisationnelles de Blumstein et al., 1980, et DeCanio, (1993, 1998). Dans leur analyse du « paradoxe de l'énergie », Jaffe et Stavins (1994a,b) distinguent les barrières à l'efficacité énergétique des défaillances du marché.

### **3.2 LES BARRIÈRES ÉCONOMIQUES NE RELEVANT PAS DE DÉFAILLANCES DU MARCHÉ**

Ce sont des éléments structurels qui ne remettent pas en cause le fonctionnement des marchés mais qui expliquent certains aspects du « paradoxe de l'énergie ».

### 3.2.1 L'hétérogénéité

Les conditions d'utilisation des technologies performantes sont différentes selon les agents. L'efficacité des diverses technologies est évaluée sur une base normative, c'est-à-dire dans des conditions de référence moyennes. L'hétérogénéité des agents, notamment de leurs préférences, implique que les conditions de rentabilité normatives moyennes ne s'appliquent pas à tous les agents. L'hétérogénéité contribue donc à délimiter les potentiels économiquement récupérables.

### 3.2.2 Les coûts cachés

Les coûts cachés reflètent des coûts supplémentaires inobservables qui entraînent un écart entre le niveau d'efficacité énergétique considéré comme optimal<sup>97</sup> et le niveau effectivement observé. Mesurer les coûts cachés est par définition difficile. Le plus souvent ils sont mesurés indirectement, par l'observation empirique d'anomalies qui leurs sont attribuées. Les cas suivants sont considérés comme révélateurs de coûts cachés.

- Le taux de préférence implicite pour le présent : il reflète indirectement l'impact de ces coûts cachés dans la prise de décision des consommateurs. Ceci provient soit de limites cognitives (elles-mêmes induites par la faiblesse des enjeux financiers) soit d'une disponibilité à payer élevée. Dans tous les cas les taux observés font que les consommateurs négligent les éléments de coûts futurs en fondant leurs choix sur le prix d'achat. Les estimations de ces taux implicites sont d'une variabilité extrême : de 45% à près de 800 % (Sandstat et Howarth, 1994). Une telle variabilité est à la fois un argument fort pour souligner ce biais, mais aussi une critique de l'hétérogénéité des hypothèses conduisant à ces résultats. Selon Jaffe et Stavins (1994a) ce taux de préférence pour le présent élevé des agents provient des incertitudes sur les prix futurs de l'énergie et le niveau réel des économies associées aux usages performants qui se combinent avec le caractère irréversible des investissements. Dès lors, le différentiel entre les taux utilisés pour les calculs des potentiels d'efficacité et les taux utilisés par les agents expliquent le paradoxe. Dans ce contexte, la combinaison de l'incertitude des gains et de l'irréversibilité ne constitue pas une défaillance de marché ; les choix

---

<sup>97</sup> Selon l'une des cinq définitions de l'optimum envisagées par Jaffe et Stavins (1994a).

afférant relèvent d'un comportement rationnel qui se manifeste par des taux d'actualisation implicites élevés.

- La faiblesse des incitations relativement au niveau des gains d'efficacité : il s'agit là de la faiblesse des bénéfices nets dégagés par l'adoption de technologies performantes et leur étalement dans le temps. Les montants actualisés sur la durée de vie des appareils apparaissent souvent faibles.
- L'effet de l'agrégation des consommations dans la facturation : la facturation agrège toute l'information sur la consommation d'électricité induite par le fonctionnement des appareils médiateurs du service demandé. Ceci rend impossible dans la plupart des cas une désagrégation fine des usages qui nécessiterait des mesures complexes et plus ou moins intrusives chez les consommateurs (Sidler, 1997).
- Les attributs propres aux technologies performantes : dans certains cas, les caractéristiques des technologies performantes les rendent moins attractives aux consommateurs, comme dans le cas des LFC (qualité de l'éclairage) ; ceux-ci préfèrent donc utiliser des technologies moins efficaces car plus commodes. Ces attributs peuvent prendre le pas sur le prix limitant la diffusion des technologies performantes puisque que les consommateurs leurs préfèrent des substituts moins performants.
- Les coûts d'adoption des technologies énergétiques : les coûts d'adoption sont des coûts qui n'entrent pas dans le calcul économique de rentabilité. On y trouve les coûts d'apprentissage de l'utilisation des technologies performantes, les coûts d'adaptation des technologies performantes dans les logements ou de leur intégration dans les processus de production des clients. Le prix d'une technologie donnée ne constitue en somme que la borne inférieure de son coût d'adoption (Jaffe et Stavins, 1994a, p. 806).

### **3.2.3 L'aversion au risque dans les choix technologiques**

La sensibilité au risque des agents conditionne leurs choix, surtout lorsqu'ils se trouvent confrontés à des technologies méconnues. L'aversion au risque s'interprète comme une prime sur le taux d'actualisation implicite qui serait plus élevé relativement à celui utilisé pour une

solution mieux maîtrisée<sup>98</sup>. Ceci explique aussi pourquoi dans le cas des programmes de maîtrise de l'énergie les économies réalisées diffèrent des économies escomptées : les gains dégagés par une technologie plus efficace mais plus coûteuse à l'achat sont moins valorisés que les coûts d'une technologie moins efficace. On peut aussi ajouter d'autres facteurs de risques liés aux comportements, aux habitudes qui peuvent induire une modification du service rendu par les technologies performantes.

### **3.2.4 L'accès au moyens de financement**

En l'absence de marchés de capitaux parfaits et contingents sur lesquels émergerait un taux unique d'équilibre reflet de la préférence collective pour le présent, les conditions d'accès au financement sont très variables. Les agents font face à des conditions de financement très différenciées, plus ou moins contraignantes. De plus, dans des situations identiques ils peuvent prendre des décisions différentes ; il en résulte une allocation des ressources infra optimale et des équilibres multiples. Certains agents préfèrent supporter des coûts d'exploitation élevés du fait de conditions d'accès au crédit défavorables et d'un risque de solvabilité objectif ou subjectif. Les programmes de MDE peuvent pallier ces aspects par divers mécanismes de financement adaptés mais au prix d'un effet d'aubaine probable.

### **3.2.5 Les obstacles de la prise de décision organisationnelle en entreprise**

Les modes d'organisation de la prise de décision des entreprises font que des opportunités profitables sont délaissées malgré une rentabilité élevée dans le court terme (DeCanio, 1998). Les critères stratégiques des firmes s'étendent au delà de la simple maximisation du profit. De Canio examine l'influence de variables économiques et organisationnelles sur un panel d'entreprises américaines ayant participé au programme Green Lights de l'EPA<sup>99</sup>. Le contexte de ce programme est presque idéal, puisque la technologie est parfaitement identifiée et maîtrisée par des entreprises de premier plan sur le marché de l'éclairage en sorte que la participation au programme induit un risque quasi nul. Une analyse économétrique des temps de retour des projets sur 3416 entreprises participantes montre que les facteurs économiques ne sont pas seuls à influencer la décision de participation. La rentabilité des projets Green Light tend à être plus élevée que celle des autres projets d'investissement des entreprises, ce qui soutient l'hypothèse selon laquelle des opportunités rentables en termes d'efficacité

---

<sup>98</sup> En plus de l'incertitude sur les prix futurs de l'énergie et sur le niveau des gains d'efficacité anticipés.

<sup>99</sup> Environment Protection Agency. L'agence gouvernementale de protection de l'environnement américaine.

énergétique ne sont pas saisies spontanément (ibid., p. 445). Sur le plan institutionnel apparaissent des différences entre types de participants : de manière surprenante, les établissements publics attendent des temps de retour plus courts que les entreprises privées, par contre, les participants de grande taille acceptent des temps de retour plus longs.

### **3.3 LES BARRIERES ECONOMIQUES RELEVANT DE DÉFAILLANCES DU MARCHÉ**

On parle de défaillance du marché lorsque le mécanisme de prix ne produit pas spontanément une issue optimale. D'après Atkinson et Stiglitz (1980, p. 348), cette question est reliée aux coûts associés à l'acquisition, au traitement de l'information et aux coûts de réalisation de ces mêmes transactions. Dans l'optique néoclassique, les coûts de transaction recouvrent l'ensemble des coûts que doit supporter un agent pour l'utilisation du mécanisme de prix (Coase, 1937). Les défaillances de marché se manifestent dans des contextes particuliers. Par exemple, les externalités ont pour origine des formes particulières des fonctions de préférence des consommateurs, dans lesquelles les utilités des agents dépendent des consommations des autres agents (ibid., p. 348) ou bien d'un agrégat de la consommation des autres agents<sup>100</sup>. C'est aussi le cas des biens publics, dont l'offre dépend des demandes agrégées, et, par conséquent l'utilité de la consommation de bien public. On peut distinguer quatre formes fondamentales d'imperfections du marché : l'incomplétude des marchés ; la compétition imparfaite ; l'information imparfaite et l'information asymétrique.

La controverse sur les obstacles à l'efficacité énergétique repose sur des interprétations diverses de la notion de défaillance de marché. Jaffe et Stavins (1994a) ne considèrent que les obstacles apparents à la diffusion de technologies économiquement rentables à un instant donné. Leur propos est d'identifier le niveau d'efficacité socialement désirable, c'est-à-dire cohérent avec une utilisation efficace des ressources de la société. Les conditions idéales de fonctionnement des marchés sont les suivantes (Sanstad & Howarth, 1994, p. 813) :

- les agents doivent tenir des anticipations rationnelles au regard des prix et des caractéristiques des produits, c'est-à-dire, un ensemble commun de distributions de probabilité basé sur l'inférence rationnelle de l'information détenue par tous les agents ;

---

<sup>100</sup> Il est bien connu que par exemple dans le domaine des transports, le degré de désutilité provient de l'impact du trafic total en cas d'effet d'encombrement. Pour l'économiste la congestion est donc bien une externalité. De même, la qualité du courant électrique d'un client dépend de l'appel de puissance des autres clients en amont sur le réseau. Les chutes de tensions sur un réseau électrique sont donc des externalités entre clients.

- il doit y avoir absence d'externalités et de biens publics dans l'économie ;
- la production doit être assurée par des firmes dont les technologies sont à rendements constants ou décroissants ;
- un jeu de marchés complets doit exister pour tous les biens présents et futurs.

La violation d'une seule de ces quatre conditions constitue une défaillance du marché, c'est-à-dire que l'allocation compétitive des ressources ne produit pas une issue pareto-efficace. En ce qui concerne l'efficacité énergétique, Sanstad et Howarth (1994) proposent une grille de lecture des obstacles basée sur six catégories d'imperfections ou défaillances du marché<sup>101</sup>.

### **3.3.1 Le cadre de régulation existant**

L'ensemble des distorsions de prix existantes sur les marchés énergétiques fait obstacle au niveau socialement souhaitable d'efficacité énergétique. La tarification au coût moyen, l'absence d'internalisation des coûts sociaux en sont des exemples dans le cas anglo-saxon, en France, la péréquation géographique, les aides para tarifaires d'EDF ou bien la subvention à l'investissement accordée aux collectivités rurales sont les principales distorsions. Mais la rectification de la structure de régulation des prix existante supposerait son acceptabilité sociale et sa faisabilité institutionnelle quand bien même les bénéfices de cette altération en dépassent les coûts justifiant ainsi l'action publique. Il est donc possible qu'une intervention publique soit économiquement souhaitable, mais institutionnellement non réalisable (Jaffe et Stavins, 1994a,b).

### **3.3.2 Les imperfections de l'information**

Les imperfections de l'information sont liées à une insuffisance du signal prix sur les performances énergétiques des différentes technologies disponibles. Du fait d'un manque de lisibilité de ces caractéristiques, les consommateurs adoptent spontanément un niveau sous optimal de ces technologies, ce qui justifie l'intervention publique pour corriger les effets des imperfections de la structure d'information. On distingue quatre grandes catégories d'imperfections de l'information dans le domaine de la demande en énergie :

1) le manque d'information : il survient lorsque les informations sur les performances énergétiques des produits sont difficiles à interpréter, voire inexistantes. En général,

---

<sup>101</sup> Notons que ces auteurs assimilent défaillances et imperfections du marché.

l'information sur le coût d'investissement est bonne puisque c'est le prix de vente de l'appareil, mais l'information sur les coûts d'exploitation est inexistante. Dans de telles conditions, les décisions se prennent rationnellement sur le coût d'investissement seul, alors que l'on devrait considérer le coût global actualisé, somme du coût d'investissement et des coûts d'usage sur la durée de vie de l'appareil. Cependant, le calcul du coût d'usage est lui-même entaché d'incertitude puisqu'il dépend de scénarii d'évolution des prix de l'énergie, du mode d'utilisation et de la durée de vie de l'appareil. Il en résulte un sous investissement pour les technologies efficaces dont le coût d'usage est plus faible. Dans le cas des usages électriques, cet effet est aggravé par celui de l'agrégation de l'ensemble des usages dans la facturation.

2) le coût de l'information : c'est l'ensemble des coûts liés à l'acquisition d'informations pertinentes sur les performances énergétiques des appareils. En raison de ces coûts, les consommateurs peuvent prendre leur décision avec une information incomplète, une fois que le rendement marginal de l'information collectée est égal au coût marginal de recherche.

3) l'exactitude de l'information : c'est le coût lié à la transmission de l'information qui peut être biaisée ; l'acquisition d'une information indépendante et non biaisée peut s'avérer plus coûteuse.

4) l'adaptation de l'information à la capacité des agents à l'utiliser : cet aspect est relatif aux capacités de traitement limitées des agents. Si l'on admet que les agents sont dotés de limites cognitives, alors leur capacité à interpréter l'information correctement influe sur leurs décisions. Ce qui peut induire des choix sous optimaux, surtout si les technologies changent rapidement. Cet aspect confère un caractère crucial à la forme de l'information transmise dans le cadre des politiques publiques de MDE.

En amont de ces quatre aspects contribuant à l'imperfection de l'information, se trouvent deux propriétés fondamentales de cette dernière (Jaffe et Stavins, 1994a). Premièrement, l'information a un caractère de bien public : sa consommation par un agent n'affecte pas la consommation des autres agents, elle peut être produite et consommée à un coût marginal faible, voire nul. Deuxièmement, l'information est source d'une externalité positive : l'acte d'adoption d'une nouvelle technologie est informatif pour les autres agents. L'incitation à créer de l'information s'en trouve donc diminuée puisque les agents ne sont pas rémunérés

pour créer et diffuser l'information de manière privée. Dans ce cas, le marché fournira spontanément une quantité sous-optimale d'information, ce qui ouvre un espace pour concentrer et diffuser l'information. L'acte économique de concentration de l'information pour en améliorer la diffusion peut être réalisé par des agents privés ou publics. Cet acte n'est pas toujours lucratif bien qu'il ait un coût. Les organismes professionnels, les revues spécialisées ont bien un rôle de concentration d'une information dispersée dans le réseau d'acteurs attentifs au sujet considéré. L'intervention publique trouve alors sa justification lorsqu'il est socialement désirable de supplanter le marché dans lequel l'information est trop dispersée afin d'orienter les choix individuels vers un optimum social.

### **3.3.3 Les coûts de transaction**

L'idée centrale est que les gains associés à l'efficacité énergétique peuvent être dépassés par les coûts de leur mise en œuvre : coûts de prospection, d'analyse et d'application de l'information relatives aux usages performants, coûts associés à la prise de décision, à la négociation et l'application des arrangements des différentes parties prenantes. L'acception retenue ici ne doit pas être confondue avec les coûts cachés vus plus haut. Les coûts de transaction sont bien de vrais coûts qu'il convient de prendre en compte dans l'évaluation des projets et la conception de politiques de MDE comme l'ont souligné Joskow et Marron (1992) et d'autres auteurs. Le débat s'est focalisé sur leur caractère « normal » et en conséquence leur neutralité en terme d'efficacité économique. Les économistes sceptiques soutiennent cette neutralité tandis que les tenants du DSM soutiennent la position inverse en rappelant que la question importante en terme de politique publique est de savoir quels bénéfices des interventions ou des arrangements institutionnels de MDE sont susceptibles de surpasser ces coûts. Les politiques publiques d'efficacité énergétique doivent donc être considérées sous l'angle de l'altération des arrangements existants en vue de faire émerger des gains d'efficacité collective qui soient économiquement récupérables par le biais de la réduction de leurs coûts de transaction dans l'optique de la faisabilité institutionnelle.

### **3.3.4 Rationalité limitée et barrières comportementales**

La lecture théorique des imperfections de comportement des consommateurs se structure en deux pôles antagonistes. Le premier est celui d'économistes qui s'appuient sur l'axiomatique de la théorie néoclassique dans laquelle les choix sont guidés par une rationalité de type substantielle éventuellement amendée par des imperfections du fonctionnement des marchés.



Le second est celui des praticiens du domaine de l'énergie et des psychologues du comportement pour lesquels il existe de notables différences de comportement avec le modèle axiomatique qui justifient l'intervention publique dans le domaine de l'efficacité énergétique (Sanstad et Howarth, 1994). Cependant, l'hypothèse de rationalité substantielle peut être conservée si l'on impute les dysfonctionnements observés à des imperfections de l'information technico-économique et des coûts de transaction. Le paradoxe de l'énergie de Jaffe et Stavins (1994b) reste dans ce cas cohérent avec le modèle néoclassique de comportement du consommateur. L'idée selon laquelle les décisions énergétiques des consommateurs peuvent différer sensiblement et systématiquement du cadre théorique conventionnel du choix du consommateur renvoie à une forme limitée de la rationalité.

Les études empiriques indiquent qu'il existe une différence importante de capacité de calcul entre les segments résidentiels et professionnels (Sanstad et Howarth, 1994, Morsel et al., 1996). Ceci se manifeste par un effet de compétence corrélé à la taille et aux ressources des agents. Les entreprises les plus intensives en énergie, fortement dotées en compétences techniques internes sont plus à même d'exploiter les gains d'efficacité énergétique (Gouja, 1996, p. 110). Ce constat s'applique ici aux syndicats d'électrification rurale lorsqu'ils atteignent une certaine taille (de Gouvello, 1996). D'autres facteurs que nous expliciterons plus loin s'ajoutent à la compétence technique au sens large (DeCanio, 1993, 1998). Au contraire, dans le segment résidentiel, le degré de compréhension du fonctionnement du marché peut s'avérer insuffisant : méconnaissance des phénomènes physiques, confusion entre unités de puissance et d'énergie, assimilation de l'électricité à la lumière, méconnaissance, voire ignorance très courante du mécanisme institutionnel dans le cas de l'électrification rurale. La recherche des gains d'efficacité collective doit donc aussi prendre en compte la forme des processus de décisions des agents afin de concevoir les instruments de politique publique susceptibles d'atténuer l'effet de la rationalité limitée. Par exemple, dans le secteur résidentiel, le faible poids des factures d'électricité dans les dépenses des ménages et le mélange de toutes les dépenses par usages restreint l'enjeu d'une optimisation poussée pour ces derniers. Les consommateurs tendent à adopter un critère plus simple de satisfaction d'un niveau de service choisis. La part des dépenses énergétiques sur longue période dans le budget des ménages était de 6,5 % en 1960 ; elle a culminé à 10,7 % en 1985 pour décroître de manière irrégulière par la suite et se situe à 7,3 % en 2002. La consommation d'électricité seule qui représentait 0,9 % des dépenses de consommation des ménages en 1960 atteint 1,8 % en 2002. Ce poids faiblement croissant des dépenses de consommation d'électricité est

pourtant contrebalancé par un mouvement inverse des achats en électroménager qui passent de 1,8 % en 1960 à 0,9 % en 2002.

#### **4 Les contraintes de la MDE sur les réseaux ruraux**

L'expérience du DSM offre une grille de lecture utile pour mener notre réflexion sur la pratique de la MDE sur les réseaux ruraux en France. Bien que les contextes économiques et institutionnels diffèrent sensiblement, les problématiques d'évaluation des potentiels et de réalisation des projets demeurent proches. Cependant, avant d'examiner le cas de la MDE sur les réseaux ruraux, il convient de mieux situer les principales différences entre l'expérience du DSM et la MDE rurale notamment du point de vue du syndicat.

L'expérience américaine du DSM consiste en une adaptation du jeu de la régulation entre la PUC et l'entreprise de manière à incorporer la gestion de la demande comme moyen d'éviter des investissements en production et en réseaux. Les projets sont portés par les entreprises, sous le contrôle des PUC, avec éventuellement un troisième acteur spécialisé, l'ESCO qui permet de réduire les coûts réalisation des programmes pour l'entreprise. L'incitation porte directement sur l'entreprise qui doit rechercher les options les plus rentables de manière à remplir les objectifs fixés par la PUC. Les actions portent sur les consommations d'énergie, et plus rarement sur la gestion des charges.

Dans le cas de la MDE sur les réseaux ruraux, on a aussi une initiative provenant du régulateur mais dont l'échelle se situe au plan national et non local comme dans la cas des PUC. La séparation institutionnelle entre EDF et les syndicats constitue une différence fondamentale avec la polarisation sur les économies d'investissement de renforcement sur les réseaux à la charge des syndicats. Il n'est pas précisé si l'objectif du régulateur est d'utiliser la MDE comme moyen de redéployer les aides du FACÉ en permettant la réalisation de projets de MDE par les syndicats ou bien d'encourager les syndicats à intégrer l'optique de la demande dans leurs politiques de gestion des réseaux ruraux. A la différence du DSM aux États-Unis, les projets de MDE sur réseaux ruraux sont vérifiés individuellement par le FACÉ, au niveau national, en outre, il n'y a pas d'obligation de réaliser des projets de MDE au contraire du DSM où les PUCS fixent des objectifs aux entreprises. Dans le contexte de la MDE sur les réseaux ruraux, les syndicats d'électrification rurale doivent arbitrer entre réaliser un renforcement ou bien un projet de MDE sachant que les dotations pour ce renforcement ne seront pas versées s'il s'agit d'un renforcement aidé par le FACÉ, mais par contre, s'il s'agit d'un renforcement sur fonds propres, des aides seront versées par le FACÉ

sous réserve d'acceptation du projet de MDE. La catégorisation des obstacles à l'efficacité énergétique forme une grille d'interprétation utile pour analyser l'échec relatif des réalisations de la tranche MDE du FACÉ entre 1995 et 2000. On explicitera d'abord les composantes de la grille de lecture que nous proposons. Nous distinguons successivement les causes techniques, institutionnelles, financières, transactionnelles et informationnelles.

#### **4.1 LES OBSTACLES TECHNIQUES**

Les causes techniques sont relatives aux difficultés de mesure des potentiels d'économie d'investissement sur les réseaux. Il s'agit donc de coûts de traitement de l'information, c'est-à-dire de mobilisation d'interfaces cognitives d'aide à la décision, dont l'une des plus importantes est l'adaptation des analyses du comportement du réseau dans une optique d'action sur la demande. Cet aspect recouvre au moins quatre niveaux d'obstacles techniques, celui de l'évaluation ex-ante, c'est-à-dire la recherche des potentiels de MDE, celui des technologies de MDE, celui de l'évaluation ex-post de l'efficacité réelle des solutions de MDE, et celui de l'adaptation des outils d'EDF au contexte de la MDE.

##### **4.1.1 La forte spécificité technique de la MDE sur les réseaux ruraux**

Techniquement, la MDE sur les réseaux ruraux constitue une innovation dans le domaine de l'action sur la demande. En effet, ici, il ne s'agit plus d'améliorer l'efficacité technique des parcs d'appareils électriques ou bien d'économiser de l'énergie. Il s'agit plutôt d'optimiser localement les appels de puissance d'appareils susceptibles de causer des pointes locales sur des portions de réseaux en contrainte de tension. Comme nous l'avons auparavant, la principale difficulté réside dans le fait qu'en rural l'impact des appels de puissance des clients situés sur le réseau est un impact localisé qui affecte indistinctement un ensemble d'agents. En d'autres termes, la tenue de tension du réseau dépend des interdépendances entre les clients : il s'agit d'une externalité négative qui provient du fait que les chutes de tensions s'additionnent le long des tronçons en fonction des appels de puissance cumulés. Dans ces conditions, la réalité des contraintes nécessite une validation *in situ*, lors d'une mesure des caractéristiques du réseau. L'information disponible a priori prend rarement la forme d'une telle mesure, tout au plus de simulations disponibles dans les extraits GDO d'EDF. L'interdépendance entre les appareils des clients rend l'identification des solutions de MDE d'autant plus difficile que le nombre de clients est grand sur un départ BT. C'est ce qui explique la polarisation des acteurs sur des départs avec faible nombre de clients depuis 1995.

#### **4.1.2 Les contraintes de l'évaluation ex-ante**

L'optimisation des appels de puissance suppose une connaissance fine des charges, tout au moins de profils représentatifs et des comportements associés. A cela s'ajoute la nécessité de localiser de manière fiable des zones où des réseaux sont en contrainte et où les solutions de MDE sont susceptibles de se substituer à un renforcement. Au début de la tranche MDE, l'expérimentation s'est portée sur l'approche dite « micro » qui consiste en des examens très détaillés mais coûteux de départs en contrainte, client par client, usage par usage. Cette approche a rencontré très tôt de nombreux obstacles :

- (1) la difficulté de localiser des cas intéressants pour la MDE ;
- (2) l'inexactitude de certaines informations sur les réseaux ;
- (3) l'absence d'outils de simulation des solutions de MDE ;
- (4) le coût en temps et l'intensité en travail d'expertise ;
- (5) l'absence d'approche simple des clients.

Ces éléments se sont révélés progressivement au cours des expérimentations au cours desquelles un logiciel de simulation des effets de la MDE a été développé, mais les difficultés demeurent bien que les résultats de certaines expérimentations soient largement positifs (Zahm, 2000).

#### **4.1.3 La standardisation des actions de MDE**

Au départ, en 1995, les solutions de MDE adaptées aux usages électriques ruraux et les potentiels étaient mal connus. Quatre grandes classes de technologies étaient envisagées, les lampes basse consommation (LBC), la programmation/régulation d'appareils, l'électroménager performant, le décalage de chauffe-eau. Dans le domaine des usages électriques agricoles et professionnels, l'absence de connaissances était quasiment totale. Un processus d'expérimentations réelles a permis de mieux connaître les potentialités de chacune de ces technologies. La concentration de ces connaissances s'est faite par le biais de l'édition d'un catalogue (ADEME, 1997). Enfin, des études spécifiques sur certains usages agricoles ont été réalisées (Zahm, 2000).

#### **4.1.4 L'évaluation ex-post**

L'évaluation ex-post est encore expérimentale. Elle partage de nombreux aspects avec l'évaluation ex-ante, notamment en ce qui concerne le coût des moyens à mettre en œuvre pour mesurer si la MDE a une réelle efficacité. Dans tous les cas il s'agit de mettre en place des campagnes de mesures systématiques qui permettent de comparer les courbes de charge et l'état des réseaux avant et après MDE. L'évaluation ex-post souffre du manque de compatibilité entre les outils spécifiques d'EDF et ceux qui ont été développés pour les besoins propres de la MDE. En fait, tant que les outils de simulation d'EDF n'intégreront pas une option MDE sous une forme ou une autre, les évaluations ex-ante et ex-post resteront toujours problématiques (de Gouvello, 1996b). En d'autres termes, le manque d'interopérabilité entre les modèles de simulation d'EDF et les interfaces développées de manière ad-hoc pour la MDE sur les réseaux ruraux constitue et constituera toujours un obstacle technique important. En effet, sans interface, on se trouve avec une multiplicité d'acteurs dont les outils ne communiquent pas de manière transparente et simple.

#### **4.2 LES OBSTACLES INSTITUTIONNELS ET JURIDIQUES**

Les obstacles institutionnels renvoient au fonctionnement du régime d'électrification rurale profondément ancré dans le développement de l'offre. Une catégorie associée est celle des obstacles transactionnels qui recouvrent les divers coûts subis lors de la réalisation des projets.

La MDE s'est révélée insérée dans un cadre juridique où sa place était mal définie, voire inexistante et incongrue relativement à la répartition des fonctions des acteurs de l'électrification rurale. De plus la loi confinait ces acteurs en deçà du compteur : d'un côté il est interdit à EDF d'agir sur la demande, c'est-à-dire en aval du compteur du client<sup>102</sup>, alors que de l'autre côté, la loi interdit aux élus locaux de subventionner des équipements à usage privé avec des fonds publics, alors que la circulaire du 6 mars 1995 le suggère explicitement.

---

<sup>102</sup> contrairement aux compagnies électriques américaines qui ont toujours été à l'origine des programmes de MDE. Voir Cauret, (1997), de Gouvello et al. (1996), Gouja (1997).

#### **4.2.1 Le fractionnement des incitations inhérent à la matrice institutionnelle**

Le fractionnement des incitations doit être vu comme une défaillance du marché, étant donné qu'il affecte l'efficacité de l'allocation des ressources. Il découle de la construction institutionnelle spécifique au régime de l'électrification rurale :

- (1) la séparation de l'optimisation du développement du réseau électrique entre collectivités locales et distributeur ; ceci conduit EDF à n'incorporer que la part qui lui revient en tant que distributeur dans le coût du kWh (de Gouvello, 1996). La coordination des choix entre EDF et syndicats devient problématique car leurs critères de choix sont différents. Elle prend forme dans un espace de négociation constitué de critères techniques et économiques ;
- (2) la séparation des incitations au sein d'EDF entre politique commerciale et planification optimale des réseaux de distribution. Cela découle partiellement du point précédent, étant donné qu'une partie des charges de développement des réseaux est mutualisée avec les collectivités, EDF se trouve incité à privilégier une politique de placement d'usages thermiques qui vont induire des renforcements anticipés. C'est ce mécanisme qui explique la forte croissance des besoins de l'électrification rurale dès les années 1970 (Colombier, 1992) ;
- (3) la séparation des incitations entre clients et gestionnaires locaux du réseau. Les tarifs étant conçus dans le but d'optimiser l'utilisation du parc de production, le signal prix est souvent insuffisant pour que soient optimisés les appels de puissance sur les réseaux locaux. Les clients se fondent rationnellement sur ce signal prix qui ne reflète pas les coûts de développement locaux dont une partie significative est à la charge des collectivités locales ;
- (4) l'amalgame entre usages spécifiques et usages thermiques concurrentiels. La légitimité originelle du système de péréquation des investissements s'arrête aux usages spécifiques. Son extension aux usages thermiques par la non-dissociation des principes tarifaires selon les usages constitue un levier commercial puissant pour EDF tandis que plus de la moitié du coût collectif a été reporté sur les collectivités et les autres catégories d'usagers, notamment les clients ruraux par le truchement des taxes locales sur l'électricité (Colombier et Hourcade, 1988) ;

(5) des choix non optimaux en terme de puissance des appareils et de gestion de la charge en raison même du fonctionnement du régime d'électrification rurale. En l'absence de mécanismes explicites d'incitation des clients à gérer leur charge dans l'intérêt collectif, l'impact agrégé de leurs choix se reporte sur les collectivités, mais aussi sur l'ensemble des clients, par le biais des transferts induits au sein d'EDF et par la mutualisation des charges au niveau local via les taxes sur l'électricité.

La conséquence principale du fractionnement des incitations dans le régime d'électrification rurale explique largement la structure complexe des transferts et les défauts d'incitation à la MDE, d'autant plus que l'assimilation des usages thermiques aux usages spécifiques a induit une dérive durable des besoins d'investissement sur les réseaux ruraux.

#### **4.2.2 Un obstacle juridique majeur : l'utilisation des fonds publics interdite au-delà du compteur**

Cette interdiction a fortement découragé les syndicats porteurs des projets à s'engager dans la MDE, ou du moins, ceux qui le souhaitent à rechercher des solutions qui contournent cette difficulté<sup>103</sup>. Ainsi en se heurtant à cette contrainte liée aux droits de propriété, de nouvelles formes contractuelles sont apparues entre les syndicats et leurs principaux partenaires, l'ADEME et EDF. Les syndicats ont manifesté une préférence pour des systèmes de régulation placés en amont du compteur (adaptateurs de tension), ce qui réglait la question de la limite juridique d'emploi de fonds publics en aval du compteur. Certains ont toutefois préféré l'application de solutions techniques légères très proches du compteur, mais toujours en amont de ce dernier (telles que les consommation de chauffe-eau). Enfin, des structures hybrides ont été envisagées avec une tierce partie contractualisant pour le compte du syndicat, notamment dans le cadre des accords ADEME-EDF sur la MDE initiés en 1997. En somme, cette difficulté juridique a ouvert un champ d'expérimentation sur le plan technique et sur le plan institutionnel.

Le contraste entre le succès de la tranche ENR du FACÉ et les difficultés de la tranche MDE réside en grande partie dans ce point. En effet, dès l'origine, il était prévu que les équipements de production par énergies renouvelables entraient sous concession EDF avec maîtrise d'ouvrage des syndicats. Le cadre juridique classique s'appliquait sans ambiguïté pour une

---

<sup>103</sup> Nous avons là un exemple remarquable de construction institutionnelle (la loi sur l'utilisation de fonds publics) qui incite des acteurs à inventer de nouvelles formes de transactions qui en contournent les difficultés.

alternative technologique aux extensions et renouvellements de réseaux les plus coûteux. Pour la MDE la question était beaucoup plus complexe, et surtout beaucoup moins claire. Il aura fallu attendre la loi du 10 février 2000 pour que l'obstacle du financement dans le domaine privé avec des fonds publics soit levé, mais pas celui du financement d'actions en aval du compteur pour EDF.

#### **4.2.3 L'inadaptation du fonctionnement du régime d'électrification rurale à la MDE**

Outre les obstacles institutionnels extérieurs au régime d'électrification rurale, les procédures du FACÉ ont aussi handicapé la MDE. La tranche MDE/ENR du FACÉ fait partie des programmes dits « complémentaires », ce qui signifie que les projets doivent être préalablement examinés par le Comité Restreint du FACÉ, à l'instar des programmes intempéries ou de déclaration d'utilité publique (DUP). À la suite de quoi le Comité Restreint est en droit soit de les rejeter, soit de les déclarer éligibles, soit de demander un complément d'information.

Cette procédure s'imposait au départ en raison du caractère nouveau de la tranche MDE/ENR. En revanche, en perdurant, elle pénalise fortement les projets de MDE relativement aux travaux classiques de constructions de réseaux qui ne nécessitent pas un examen du Comité Restreint mais seulement une demande de notification adressée au FACÉ pour un programme de travaux annuels préalablement au versement des aides. Les travaux classiques ne sont pas vérifiés dans le détail, mais uniquement a posteriori, par l'envoi au FACÉ de factures comme preuves de consommation des aides. Plus précisément, les projets de MDE se sont trouvés handicapés pour les raisons suivantes :

- (1) une application stricte des textes réglementaires du FACÉ qui imposent que ce dernier ne peut verser ses aides que pour des travaux d'extension ou de renforcement. Le FACÉ ne peut donc financer que des projets de MDE sur des départs en contrainte de tension ;
- (2) le fait que le FACÉ ne peut financer que des équipements : par conséquent le coût des études de MDE ainsi que toutes les charges annexes des projets qui ne sont pas des dépenses d'équipement doivent être financées par ailleurs. Plus tard, le FACÉ est revenu sur ce point en raison de la loi du 10 février 2000 ; mais durant les cinq années qui nous intéressent ici, l'application des textes a été stricte ;



- (3) l'interprétation fluctuante de la circulaire de 1995 par le Comité Restreint en raison du caractère vague de certains passages, notamment sur la rentabilité des solutions de MDE. En réaction aux projets présentés, le Comité Restreint a peu à peu imposé un critère minimal de rentabilité des projets de MDE en pourcentage du coût de renforcement.

Ainsi, les arbitrages du Comité Restreint ont introduit une dose de risque et d'incertitude quant à l'éligibilité des projets. En effet, lorsque l'on considère que le Comité Restreint ne se réunit que trois fois l'an, un projet rejeté pour complément d'information n'est réexaminé que trois à six mois plus tard. En sorte que, si l'enjeu financier de ces projets est faible, les maîtres d'ouvrages sont tentés d'abandonner et de procéder au renforcement à la place de la MDE.

L'interprétation stricte des textes du FACÉ signifie que les acteurs locaux doivent anticiper les décisions du Comité Restreint, et en conséquence recourir à des montages financiers plus complexes. De plus, la contrainte qui impose de limiter les financements uniquement sur les départs en contrainte soulève la question du statut des projets de type « macro », lesquels, par construction touchent aussi des clients sans contrainte. En outre, le coût des études de MDE est supporté par des tiers (en l'occurrence l'ADEME et EDF pour la quasi-totalité). Les décisions du FACÉ sont donc apparues comme un facteur de risque important mais difficile à anticiper, causant parfois l'abandon des projets par les maîtres d'ouvrages.

#### **4.2.4 La nature politique du choix de MDE sur les clients**

Les systèmes de valeurs des élus qui sont porteurs de projets sont fortement ancrés dans les réalisations originales d'un régime de régulation dont la légitimité n'est pas discutée bien que le sens de la subvention ne s'inscrive plus complètement dans l'équité redistributive. Dans le cas des consommateurs, la situation est plus complexe, puisqu'à une solution réseau se substitue d'autres solutions qui impliquent une absence de renforcement. Dans cette culture, l'absence de solution réseau est souvent perçue comme une solution inférieure quand bien même elle résout le problème sans toucher au comportement, ni introduire des contraintes d'usage. La solution MDE véhicule l'image d'un risque. C'est ce qui est apparu très clairement dans les premières études micro de MDE dont la réalisation n'a pu se faire en raison de désaccords des clients vis-à-vis des contraintes que le projet MDE allait leur imposer, ce qui introduisait un doute sur la légitimité même de ces préconisations (de

Gouvello, 1996). Les clients peuvent se demander pour quelle raison ils doivent faire un effort dans un but collectif alors qu'ils ont en principe droit au renforcement.

A ces quatre aspects nous pouvons ajouter une dissymétrie de perception d'intérêt entre les solutions réseau classiques et la MDE. Les clients assimilent la MDE à une solution de second rang relativement au renforcement car celui-ci est assimilé à un droit en raison du caractère habituel de la solution de réseau classique et des valeurs associées au service public. Et cela même si la MDE leur apporte d'autres avantages, mais qui sont difficiles à évaluer (meilleure connaissance des consommations, du fonctionnement des appareils, économies, instrumentation de haute technologie, fiabilité, équité rétablie par la MDE relativement à l'absence de renforcement). L'asymétrie de perception mélange donc de manière complexe des éléments d'efficacité technique, économique et d'usage.

#### **4.3 LES OBSTACLES TRANSACTIONNELS ET D'APPRENTISSAGE DE LA MDE EN ZONES RURALES**

Les praticiens de la MDE ont été confrontés à de nombreuses difficultés d'apprentissage en raison d'un manque de réflexion initial sur les modalités pratiques de la réalisation d'opérations de MDE. Cet aspect est crucial pour comprendre la nature des causes transactionnelles énumérées auparavant. L'élément clef des difficultés de réalisation de la MDE se trouve dans le fait que cette approche a fait irruption dans un ensemble de routines organisationnelles auxquelles elle a dû s'adapter.

Ces routines recouvrent des schémas d'action hautement automatiques caractéristiques des composantes d'organisations complexes. Cohen et al. (1995) en proposent une définition au sens large en deux sous catégories (p. 10) :

- a) *Routines (stricto sensu)* : « des comportements complexes, hautement automatiques (et au moins dans ce sens « inconscients ») qui « fonctionnent comme une unité » et impliquent de hauts niveaux de traitement d'information qui sont largement répétitifs lors d'invocations séparées de la routine. »
- b) *Règles générales* : « des règles de décision quantitatives, relativement simples invoquées de manière consciente et qui requièrent de bas niveaux de traitement d'information. Souvent, une règle générale produit une réponse en « première approximation » à une question quantitative et façonne le comportement réel seulement par ce rôle en tant que cible ou norme. » (ibid., p. 11).

Des routines relevant de ces deux types structurent l'inertie institutionnelle du régime d'électrification rurale. La robustesse de ces routines pour le développement des réseaux s'est révélée être un handicap pour la MDE. La MDE a dû s'adapter aux routines en place qui ont constitué un ensemble de contraintes pratiques que nous assimilons à des coûts de transaction. Ceci permet de mieux cerner les difficultés d'insertion d'une innovation dans un cadre où sa place est mal définie :

- (1) un circuit administratif des projets long et complexe, entre le terrain et le Comité Restreint du FACÉ : les projets doivent être envoyés simultanément aux préfets, au Conseil Général, aux responsables administratifs locaux de l'Équipement et de l'Agriculture avant d'arriver au Comité Restreint du FACÉ. Après examen par ce dernier, le projet fait le parcours inverse. Le préfet est l'étape critique du parcours en raison de son droit de veto sur le projet<sup>104</sup> ;
- (2) le fractionnement du circuit administratif : les aides ne peuvent être versées directement qu'aux maîtres d'ouvrages. Ceci signifie qu'il est très difficile de faire un projet de grande taille lorsque les maîtres d'ouvrages sont très fractionnés : ceux-ci doivent rédiger un projet individuellement, même s'il s'agit d'une initiative au niveau départemental ou régional. Ceci accroît la complexité du suivi, et les risques de voir les projets repoussés pour des questions de calendrier. Cet aspect contribue fortement à concentrer les projets de MDE sur de grands syndicats départementaux ayant la maîtrise d'ouvrage ;
- (3) un circuit de traitement des dossiers d'électrification rurale inadapté à la MDE : les routines de traitement de l'électrification rurale ont posé des difficultés pour localiser les départs intéressants, en raison de modes de traitement de l'information orientés uniquement vers les solutions classiques ; l'adaptation à la MDE suppose donc d'intégrer cette option dans la chaîne de traitement de l'information des acteurs locaux de l'électrification rurale ;
- (4) la nécessité d'une information importante, précise et dispersée entre EDF et syndicats, ce qui accroît le coût du traitement dans l'optique de MDE ;
- (5) un manque de compatibilité entre les outils d'EDF et ceux développés pour les besoins de la MDE ;

---

<sup>104</sup> A notre connaissance, certains projets ont été bloqués par le préfet ou les Conseil Général.

- (6) La nécessité de composer dans des contextes locaux très divers, parfois conflictuels entre EDF et les syndicats ;
- (7) le manque de connaissances sur les techniques MDE adaptées au contexte des réseaux ruraux ; des difficultés de coordination d'un grand nombre d'acteurs aux routines différentes : centres EDF, syndicats, bureaux d'études MDE, ingénieurs ADEME ; des besoins de formations importants de tous ces acteurs ;
- (8) l'insuffisance de la réflexion sur la manière de présenter la MDE aux clients d'où une difficulté de compréhension de la part de ces derniers ; le problème de la contractualisation avec les clients qui entraîne celui de l'acceptabilité de la MDE par ces derniers. Si des solutions techniquement pertinentes ont émergé rapidement, les clients refusaient souvent de se conformer aux préconisations proposées ;
- (9) les incertitudes sur les prix des produits et les circuits locaux d'approvisionnement en appareils performants qui peuvent entraver la réalisation des projets et réduire les options MDE disponibles, obérant ainsi la rentabilité des projets ;

Cette liste d'obstacles transactionnels suggère que dans la première catégorie de routines entrent les procédures de traitement des fiches problèmes au niveau local qui recouvrent un ensemble d'actions complexes et automatisées<sup>105</sup>, tandis que dans la seconde se trouvent des règles générales de détermination des besoins inscrits dans les programmes de travaux des syndicats. Dès lors, on comprend bien comment une grande diversité locale peut survenir du fait de pratiques de règles différentes<sup>106</sup>. L'existence de ces routines uniquement adaptées au développement des réseaux nécessite que de nouvelles routines s'imposent pour la MDE. Or, rien ne garantit a priori que la conception de ces routines soit facilitée. Au contraire, on imagine sans difficulté que les routines existantes ont mis un certain temps à se construire. Un obstacle important pour la MDE est donc bien que des routines propres doivent se développer avec des acteurs dont les routines diffèrent.

---

<sup>105</sup> Entretien avec le client, évaluation de la nature du problème, rédaction d'une fiche de diagnostic initial, proposition d'une solution technique très schématique, puis qualification avec une mesure sur site (ou non), élaboration de scénarios de renforcements, choix d'un scénario, envoi de ces solutions au syndicat qui choisit si la solution lui convient et si le problème entre dans un programme travaux.

<sup>106</sup> Par exemple, ne renforcer que si le coût par client est inférieur à un seuil donné, demander à EDF de ne présenter les contraintes issues de la GDO qu'à partir d'un seuil plus élevé que les 10 % officiels, ne qualifier par des mesures que les contraintes sur certains types de départs, etc...

Ce biais a été identifié très tôt (de Gouvello, 1996). On a pu constater que les procédures de traitement des fiches problèmes pour les renforcements classiques se sont révélées un obstacle à l'identification de projets MDE potentiels. Un filtre « en amont » intégrant l'option d'étude MDE se révèle nécessaire. En outre, le circuit administratif reliant les syndicats au FACÉ et son retour est aussi un obstacle important pour la MDE. Ce circuit, souple et adapté pour des enveloppes de travaux importantes et budgétisées à l'avance est par contre trop contraignant pour des projets de petite taille, lancés au coup par coup et réunissant de nombreux acteurs dispersés localement. De plus, chaque projet étant analysé par le Comité Restreint du FACÉ, le délai de la prise de décision peut être bien plus long que pour des travaux de réseau (de Gouvello, 1996).

Les routines organisationnelles et leur adaptation forment un obstacle important à la MDE sur les réseaux ruraux. Cela s'explique partiellement par les obstacles d'apprentissage et le caractère expérimental des projets présentés qui a nécessité un temps long pour clarifier des points mal définis dans le cadre du régime d'électrification rurale. Mais au-delà de l'apprentissage, il demeure une difficulté intrinsèque de l'insertion de la MDE dans le régime : il faut vérifier pour chaque projet ce qui est susceptible d'être aidé par le FACÉ tout en estimant l'efficacité technique des actions préconisées et la rentabilité du bilan économique prévisionnel.

Composer au départ avec ces difficultés a constitué un coût d'apprentissage élevé. L'écart entre le montant des dotations de la tranche MDE consommées et le montant alloué manifeste bien cette difficulté.

#### **4.4 LES OBSTACLES INFORMATIONNELS**

La pratique de la MDE bute sur divers obstacles informationnels que nous pouvons diviser en deux catégories : les relations d'asymétrie d'information, l'imperfection de l'information technique.

##### **4.4.1 Les relations d'asymétrie d'information**

L'asymétrie d'information est très présente dans le régime d'électrification rurale en raison de la complexité du fonctionnement institutionnel à tous ses échelons. Nous pouvons distinguer des asymétries d'information entre trois principaux acteurs : le FACÉ, les syndicats et EDF.

- (1) entre le FACÉ et les collectivités : le mécanisme d'attribution des aides du FACÉ aux collectivités induit une distorsion des incitations du fait de la difficulté d'observation des coûts objectifs et l'absence de contrôle de l'utilisation des fonds. La faiblesse du mécanisme de révélation des besoins de l'électrification rurale induit une incitation à afficher des besoins élevés pour ne pas voir les aides réduites dans l'avenir. Dans le long terme cette distorsion induit une réponse brutale du régulateur par le réajustement des clefs de répartition lorsqu'il perçoit des écarts de coûts de renforcement affichés trop importants ;
- (2) entre EDF et les collectivités : du fait de la séparation de la maîtrise d'ouvrage, EDF et les syndicats peuvent avoir des visions divergentes de la politique locale de développement du réseau. Dans certains départements les relations entre syndicats et EDF relèvent plus du conflit que du partenariat. Les choix des collectivités peuvent apparaître peu transparents à EDF, parfois même en conflit avec les objectifs de développement des réseaux sous la maîtrise d'ouvrage d'EDF. A l'inverse, les choix d'EDF apparaissent parfois aux collectivités trop orientés vers l'optimisation du fonctionnement du réseau de distribution dans son ensemble au détriment de l'attrait esthétique ou encore du développement local. Le défaut d'information le plus souvent contesté par les collectivités consiste en ce que, dans ses comptes rendus annuels aux collectivités, EDF ne distingue pas le régime rural du régime urbain dans le patrimoine des concessions. Cette pratique laisse supposer les collectivités rurales qu'EDF utilise ses provisions pour renouvellement comme une réserve. Ce problème s'est encore aggravé avec le changement des règles comptables des immobilisations concédées intervenu en 1997 que les collectivités concédantes dans leur ensemble (urbaines et rurales) jugent encore plus favorable à EDF (de Gouvello et Nadaud, 2003). La dernière catégorie recouvre les défauts d'information technique importants entre EDF et les collectivités. Cela comprend l'observation imparfaite de la gestion du réseau généralement sous la forme de la qualification des travaux incombant aux deux parties, des pratiques de placement des clients et d'équilibrage des phases sur les réseaux triphasés, ou bien encore la mise à jour des données de la GDO, voire la mise à disposition de ces données qui sont la propriété d'EDF.
- (3) Au sein des collectivités : les syndicats d'électrification rurale sont eux-mêmes des organisations dans lesquelles des arbitrages sont négociés entre les gestionnaires et

mandataires (les communes). Plusieurs cas existent où la politique du syndicat était mal contrôlée par ses mandataires, amenant les collectivités dans des situations financières difficiles<sup>107</sup>. Dans certains départements la maîtrise d'ouvrage des travaux est dispersée entre syndicats primaires, le syndicat départemental n'ayant que l'autorité concédante et la maîtrise d'œuvre, ce qui fait que la vision globale du syndicat départemental peut différer de celle des syndicats primaires qui souhaitent avant tout garder la maîtrise de dotations élevées. Ces structures déséquilibrées se rencontrent dans les départements très consommateurs de dotations au plan national (de Gouvello et Nadaud, 2003).

#### **4.4.2 L'imperfection de l'information**

Elle tient essentiellement à la difficulté à quantifier exactement la qualité de fourniture, étant donné qu'il est hors de question de faire des mesures sur tous les départs BT. On se fie donc en zone EDF aux données GDO dont la fiabilité est plus faible en rural en raison du moindre foisonnement des charges sur les antennes BT (de Gouvello, 1996). Corrélativement à la fiabilité de la GDO se pose le problème de son exactitude, autrement dit sa capacité à refléter la configuration exacte du réseau à une date donnée. La fiabilité de la mise à jour conditionne fortement la recherche des potentiels puisque l'on commence toujours par des requêtes multicritères dans la base de donnée GDO. Si les données ne sont pas fiables, le coût de diagnostic de MDE peut se trouver fortement accru. En revanche, là où les plaintes sont nombreuses, on dispose d'une information plus précise que la GDO, puisque les fiches problèmes de chute de tension permettent de diagnostiquer un éventuel intérêt du point de vue MDE.

La seconde imperfection de l'information concerne le niveau de la contrainte, à supposer qu'elle soit correctement localisée. Plus les conditions réelles mesurées sont éloignées des conditions normatives, plus l'état du réseau calculé par GDO sera fantaisiste. Or, la définition de la réalisation de la contrainte est relativement floue puisqu'il s'agit pour l'essentiel d'une définition normative employée par EDF, si bien qu'il est parfois difficile d'évaluer le moment où la contrainte surviendra probablement, bien que ce soit généralement en hiver.

---

<sup>107</sup> Le cas du syndicat de l'Aisne (USEDA) est exemplaire bien qu'extrême, ce syndicat s'est retrouvé avec une dette de 300 MF à la fin des années 1980, à la suite d'une politique expansive de son directeur mais mal contrôlée par les collectivités membres (Colombier et Menanteau, 1988 ; de Gouvello, 1996).

#### **4.5 QUELLE PLACE ACCORDER A LA MDE DANS LE RÉGIME D'ÉLECTRIFICATION RURALE ?**

La MDE a été introduite « par le haut », c'est-à-dire par les autorités de tutelle du régime d'électrification rurale dans un cadre où elle a dû composer avec les structures institutionnelles en place et chercher à s'imposer par le biais d'un long processus d'apprentissage. Les structures et routines en place ont contraint le processus d'apprentissage en posant un problème d'incitations. Lorsqu'une collectivité entreprend un projet d'un nouveau type, les bénéfices de l'apprentissage pourraient être collectivisés par la reproduction de l'expérience dans d'autres collectivités tandis que le coût initial n'est supporté que par la première. Ce qui est typiquement une structure d'incitations sous-optimale.

Un mécanisme de partage des coûts et des risques est une solution qui permet d'accélérer l'apprentissage. Cependant, il est difficile d'évaluer les risques d'une innovation. De plus, le partage des risques est l'objet d'un arbitrage qui peut en outre affecter leur appréciation. En simplifiant, si le soutien public est trop élevé, des risques inconsidérés peuvent être pris, l'efficacité des projets en sera affectée. A l'inverse, si le partage des risques est trop faible, les collectivités hésiteront à prendre ces risques. Le cadre du FACÉ, s'il correspond en principe à un mécanisme de partage des risques avec un taux de subvention élevé (soit 65 % pour tous les investissements d'électrification rurale), introduit en fait un risque supplémentaire. Le caractère nouveau de la MDE, le manque de références existantes et la complexité des projets présentés font que le FACÉ, en l'absence de critères économiques et techniques précis exerce un pouvoir de décision discrétionnaire sur les projets présentés. En raison des délais imposés par la procédure administrative et le manque de transparence des motivations, l'acceptation des projets présentés est aléatoire, ce qui explique l'abandon de certains d'entre eux et le faible nombre de projets constatés en cinq années d'expérimentation.

Les collectivités se lancent dans la MDE sous réserve que leurs coûts soient couverts au moins à hauteur des renforcements classiques (soit 65 %), mais l'attribution de cette couverture dépend de décisions du FACÉ difficilement prévisibles, faites d'études et de compléments d'études dans le temps long du cycle administratif du régime. Les coûts de transaction unitaires apparaissent finalement incompatibles avec les bénéfices et les enjeux des projets présentés (de Gouvello et Nadaud, 1996, 1997). On entrevoit l'inadaptation administrative du régime d'électrification rurale à une innovation qui demande une grande flexibilité dans l'action des acteurs pour permettre les apprentissages et les adaptations. Les conditions d'éligibilité des différentes actions d'un projet de MDE aux aides du FACÉ sont



mal définies, pire, elles varient en fonction de la nature des actions, ce qui aboutit, dans le processus d'examen par le Conseil du FACÉ à complexifier le montage puis la réalisation des projets. Cette complexité est en outre renforcée par l'inadaptation de l'approche aux textes en vigueur. La circulaire de mars 1995, dont le texte est volontairement flou pour visiblement laisser aux acteurs leur initiative manque son objectif car c'est un texte trop vague pour guider l'innovation, en permettant diverses interprétations par la FACÉ, mais aussi par les acteurs qui doivent tenter d'anticiper les réactions du FACÉ pour évaluer la probabilité d'acceptation d'un projet en un temps raisonnable.

C'est donc un problème de définition des potentiels économiques des projets que les membres du comité restreint du FACÉ se sont efforcés de résoudre. Ce faisant, du fait de la nécessité de définir ces potentiels, de les clarifier, les problèmes d'évaluation économique qui se sont imposés ont finalement accru considérablement les coûts d'apprentissage pour l'ensemble des acteurs locaux. En outre, le FACÉ s'est trouvé soumis à des situations d'aléa moral délicates qu'il ne pouvait trancher que par un refus catégorique ou par des demandes d'informations supplémentaires. De plus, alors que les solutions classiques bénéficient d'une éligibilité autour d'une validation ex-post, les solutions MDE sont validées ex-ante, après un calcul microéconomique et un arbitrage décisionnel sur l'éligibilité à la subvention. Cette profonde asymétrie se traduit en différences de coûts de transaction et révèle toutes les difficultés de l'accommodement d'une innovation dans une routine administrative qui n'a pas été conçue pour elle. On cumule les coûts de transaction pour définir l'éligibilité des composantes du projet, et pour l'évaluation économique du projet elle-même réalisée dans un cadre normalisé dont nous verrons les limites.

#### **4.5.1 Les voies d'aménagement du régime en faveur de la MDE**

Une amélioration du régime d'électrification rurale serait de faire en sorte que le renforcement ne soit pas un dû, et que celui qui permet une consommation élevée et accrue ne soit pas une norme acceptable (Blumstein et al, 1980). Un élément pouvant jouer en ce sens est le changement des valeurs sociales associées à l'électricité avec l'aversion croissante des citoyens pour les réseaux aériens :

« Nos concitoyens ne sont plus séduits, comme autrefois au moment du premier établissement des réseaux électriques, par l'architecture des postes de transformation et la forme des poteaux soutenant les câbles. Dans ce qui constituait autrefois ses attraits, la « fée électricité » a quelque peu perdu ses charmes » (Lapeyre, 2001, p. 130).

La solution réseau, autrefois image d'un confort signalé de manière ostentatoire, devient une externalité négative lorsqu'elle est aérienne. Il est vrai que, depuis les débuts, le confort électrique s'est considérablement banalisé, ce qui fait que les valeurs associées aux ouvrages du réseau s'en sont trouvées modifiées, au point que l'on remette en cause la technique classique aérienne. Les élus ruraux, sensibles aux attentes de leurs usagers-électeurs s'engagent dans une voie fort coûteuse de reconfiguration des réseaux en technologie souterraine (Trink et al., 2000). En parallèle le régime de régulation de l'ensemble de l'industrie électrique est soumis à des contraintes fortes qui sont exacerbées par l'exposition croissante de l'opérateur historique à la concurrence, ce qui se traduit par un désengagement de ce dernier dans ces activités non rentables, sauf en cas de contrepartie financière (Lapeyre, 2001, Sénat, 1998). Dès lors se pose la question de l'ajustement économique du régime d'électrification rurale.

C'est le statut de la MDE qu'il convient d'interroger, c'est-à-dire sa place en tant qu'alternative crédible aux travaux de réseau classiques et sur ce point, elle n'est pas encore considérée comme telle. La MDE met en question les pratiques des acteurs du régime d'électrification rurale, c'est-à-dire qu'elle révèle les imperfections de la pratique de construction de réseaux. Parce que la MDE doit prouver qu'elle est efficace et rentable, elle révèle a contrario la force du présupposé que le renforcement est toujours efficace et rentable. Le calcul économique du renforcement est toujours validé implicitement (Colombier et Hourcade, 1988, Colombier, 1992, 1997). Pourtant, des cas existent où un renforcement est injustifié du fait d'une erreur dans la GDO, ce que la MDE projetée pourrait révéler. La nécessité des renforcements n'est jamais vérifiée lorsqu'ils sont décidés uniquement sur la base des sorties GDO sans validation par une mesure sur site.

Les études de projets de MDE ont révélé des errements du régime d'électrification rurale. Elles révèlent aussi des carences dans l'exploitation du réseau : problème d'instruction des raccordements de clients dans la GDO, mauvaise répartition des clients sur les phases, absence d'optimisation des plages d'heures creuses. Une partie des investissements d'électrification rurale pourraient être évités par une exploitation plus fine du réseau. Mais la structure du régime d'électrification rurale affaiblit les incitations du concessionnaire à optimiser la gestion du réseau puisque le maître d'ouvrage assume les investissements d'extension, de renforcement et d'esthétique.

Le fonctionnement du régime d'électrification rurale empêche par nature la répartition des gains économiques entre les acteurs et se heurte à la logique de reproduction budgétaire des dotations globales du FACÉ. Ce problème d'incitations est pourtant une des raisons invoquées par la circulaire de 1995, la MDE devant permettre de dégager des économies d'investissement sur les réseaux de distribution. Toutefois, l'interprétation des élus locaux fut tout autre : la MDE représentait un risque de réduction des dotations, cela pour deux raisons. La première est que les dotations de la tranche MDE/ENR ont été dégagées sur le budget du FACÉ et constituaient une ponction sur les dotations existantes. La seconde est que dans le jeu de reproduction budgétaire les gains d'investissement réalisés par les collectivités se traduisent pour elles par une baisse de leurs dotations futures sans contrepartie. Dans ces conditions, on comprend mieux la réticence de la majorité des syndicats face à cette innovation. En effet, les gains apparaissaient comme des pertes au bénéfice d'autres collectivités puisque ceux qui reportent des renforcements par la MDE permettent au FACÉ de redéployer vers d'autres départements les aides qui ne leurs sont pas versées. Il y a un problème d'incitation inhérent à la règle de répartition des dotations basée essentiellement sur le poids historique dans le cadre d'une évaluation déclarative des besoins d'investissement.

En conclusion, alors que le fonctionnement des marchés énergétiques ne fait pas émerger les choix les plus efficaces collectivement, les effets positifs de la MDE en termes d'économies d'investissement et d'externalités positives justifient une intervention publique sous la forme de dispositifs de régulation appropriés selon un argument des tenants du DSM, sachant qu'il convient de comparer les bénéfices de cette intervention publique aux coûts de cette dernière (Howarth et Sandstat, 1994). Les gains potentiels associés à la MDE sont difficiles à évaluer tant que celle-ci n'est intégrée qu'à la marge du système d'incitations actuel et soumise à un mécanisme de contrôle qui l'empêche de se développer. Il conviendrait de réfléchir à des mécanismes de partage des coûts et des bénéfices pour aider à l'émergence d'alternatives basées sur la MDE puisque par exemple, les bénéfices hors réseau ne sont pas pris en compte dans l'optique du maître d'ouvrage rural.

## **5 Conclusion**

La persistance du régime d'électrification rurale dans le système électrique intégré dominé par EDF a permis de concilier les principes de solidarité nationale et les principes d'efficacité économique incarnés par la tarification au coût marginal. Les principes économiques sous-jacents à cette tarification ne sont pas incompatibles avec une logique d'équité qui relève d'un

choix politique. L'optimum sectoriel n'est cependant atteint que sous certaines conditions : lorsque le parc de production est adapté, c'est-à-dire que les coûts marginaux de court et de long terme sont égaux, que les anticipations de croissance ne sont pas faussées, et plus largement, lorsque ces principes sont respectés dans l'économie entière (Lipsey et Lancaster, 1956). La persistance de chocs macroéconomiques tels que ceux entraînés par la crise pétrolière de 1973 rendent inopérant le signal prix de la tarification au coût marginal tant que les parcs de production ne sont pas ré-optimisés. Un des moyens d'accélérer la convergence vers un nouvel optimum sectoriel est d'élargir le champ de l'optimisation sectorielle à la demande. Cette approche de Demand Side Management s'est développée de manière active au sein des industries électriques américaines dans le cadre d'un système de régulation fonctionnant en tarification au coût moyen sous le contrôle de régulateurs publics régionaux.

Dans le cas de la France, l'adaptation aux chocs macroéconomiques a privilégié une ré-optimisation du parc de production sur la filière nucléaire nationale appuyée par une stratégie active de promotion des ventes sur les segments concurrentiels de l'électricité. Cette stratégie visait à assurer une substitution d'hydrocarbures importés par des kWh nucléaires nationaux. Du point de vue de l'électrification rurale, la vision de l'optimum en régime de déséquilibre revenait à entériner la généralisation de la politique commerciale d'EDF au marché rural tout en maintenant le transfert des charges de développement des réseaux sur les collectivités, et indirectement sur les contribuables ruraux. En parallèle, la politique de développement des usages concurrentiels de l'électricité constitue le facteur déterminant de la trajectoire du régime d'électrification rurale entre 1970 et 1990 relatée par Colombier (1992). Cette stratégie adoptée avec l'accord explicite des collectivités locales rurales a mené le régime d'électrification rurale dans une situation délicate, puisque le pourcentage des renforcements de réseaux passait de 60 % en 1946 à plus de 90 % aujourd'hui. Les responsables d'EDF reconnaissaient beaucoup plus tard que « l'on était allé peut-être trop loin » dans la péréquation, et qu'il « aurait fallu dépéréquer les usages thermiques » (Boiteux, 1999). Tout cela s'explique par la configuration institutionnelle du régime d'électrification rurale : il ne s'est pas adapté parce qu'aucun acteur n'avait d'incitations à le demander.

Les imperfections du signal prix du côté de l'offre qui en ressortent assoient la pertinence de l'approche du Demand Side Management (DSM) quand elles se combinent avec les imperfections de marchés énergétiques du côté de la demande. Lorsque les bénéfices des actions d'efficacité énergétique destinées à les corriger sont supérieurs à leurs coûts, il est

économiquement justifié d'intervenir dans le jeu des marchés et de le rendre institutionnellement réalisable (Jaffe et Stavins, 1994). La controverse sur la nature des imperfections des marchés des usages électriques montre que la justification des actions de DSM ne fait pas l'objet de consensus, notamment avec les critiques de la nature de ces imperfections et de l'efficacité de toute action sur ces imperfections. Cette position revient à nier toute justification à la plupart des actions de DSM et toute symétrie entre actions sur l'offre et actions sur la demande d'énergie. Toutefois, on a montré que l'ignorance de l'efficacité dynamique des actions de DSM conduit à un excès dans la réfutation de l'intérêt économique du DSM.

L'analyse des justifications du DSM et de leurs limites a permis de situer la recherche de l'efficacité énergétique dans la problématique de l'optimum sectoriel en révélant ses limites théoriques et pratiques. Ceci permet de mettre en perspective le cas de la MDE sur réseaux ruraux. On a distingué quatre niveaux de problèmes limitant la recherche de l'optimum collectif : les obstacles techniques, institutionnels, transactionnels ou pratiques, et les obstacles informationnels. Le point principal est la mauvaise structure d'incitations issue du contexte institutionnel et des inerties qui en découlent.



## **Seconde Partie :**

### **Des potentiels de MDE à l'ajustement du système d'incitations du régime d'électrification rurale.**

« [...] souvent les théoriciens sont un peu en retard : comme les généraux, ils ont besoin de la guerre pour réfléchir sur ce qu'il eut fallu faire. »

Edmond Malinvaud, colloque des économistes de l'énergie, 1987.

« Spatial is special »

Luc Anselin

Spatial Analysis Laboratory

Illinois University, Urbana-Champaign

## **Introduction de la seconde partie**

Dans la première partie nous avons explicité les différentes phases de développement du régime d'électrification rurale et montré leur dérive vis-à-vis des principes d'équité et d'efficacité sous-jacents. Cette démarche permet de cerner les limites du régime et les causes des difficultés de la MDE sur réseaux ruraux.

Intégré au modèle institutionnel du monopole public, le régime d'électrification rurale perd ses fondements. Sur le plan théorique la tarification au coût marginal ne joue plus son rôle d'orientation des choix individuels vers un optimum collectif en présence d'un objectif de promotion des usages thermiques. La désoptimisation provoquée par la crise pétrolière de 1973 et les déséquilibres macroéconomiques persistants auront deux conséquences principales, d'une part un besoin de ré-optimiser le parc vers la filière nucléaire et d'autre part une baisse de la croissance des consommations. Dans ce contexte, le marché rural devient un point d'appui de cette stratégie d'adaptation par le développement des consommations de chauffage électrique avec l'implication active des élus ruraux. La péréquation facilite cette pénétration en permettant un effet de verrouillage par rapport aux autres énergies. C'est ce qui explique la forte croissance des besoins de renforcement qui passent de 60 % des investissements d'électrification rurale en 1946 à plus de 90 % aujourd'hui. Le régime d'électrification rurale est sorti de sa légitimité originelle puisque la subvention n'est acceptable que pour les usages de base et non pas les usages concurrentiels. C'est ce qui a motivé l'ouverture de la MDE sur réseaux en 1995 par le régulateur du système d'électrification rurale limiter la croissance des besoins d'investissement par une optimisation de la demande. L'analyse institutionnelle a permis de localiser les causes des difficultés d'application de cette innovation réglementaire : la culture des acteurs et les rigidités institutionnelles du régime d'électrification rurale d'un côté, les défauts d'incitation associés à son organisation de l'autre.

La seconde partie est consacrée à une analyse normative visant à réorganiser les incitations à investir en réseau et en MDE et à élaborer une méthode destinée à repérer les actions de MDE économiques dans le contexte d'hétérogénéité spatiale des zones rurales.

Le chapitre 4 est consacré à une analyse microéconomique du comportement des acteurs du régime de l'électrification rurale. Le cas des syndicats est analysé aux travers de leurs relations avec le régulateur et le distributeur qui sont abordées séparément. Cette analyse des



comportements d'acteurs permet de repérer les mécanismes d'incitation explicites et implicites en place dans le régime d'électrification rurale.

La compréhension des comportements des acteurs de l'électrification rurale permet de fonder les analyse du chapitre cinq consacré à l'amélioration du fonctionnement de la tranche MDE du FACÉ selon trois voies différentes. La première se concentre sur le calcul économique des projets de MDE. La seconde consiste à préconiser des mécanismes incitatifs inspirés de ceux existants dans le DSM américains mais adaptés au contexte de la MDE sur réseaux ruraux. La troisième suppose de permettre à la MDE de trouver une place comparable aux programmes de travaux de renforcement et d'extension dans la pratique des syndicats d'électrification rurale, autrement dit, d'émerger comme une réelle alternative aux travaux de réseau.

Le chapitre six présente une méthodologie d'évaluation économique par la recherche des potentiels de MDE sur réseaux ruraux à l'échelle d'un département. Cette méthode se fonde sur une approche géostatistique croisant le potentiel d'économie de renforcement de réseau et la localisation des potentiels d'usages à rationaliser par la définition de programmes de MDE d'envergure.



## **Chapitre 4 :**

### **Analyse microéconomique des stratégies d'acteurs de l'électrification rurale**

« [l'effort consenti par la collectivité vise à] mettre à la disposition du monde rural des réseaux aptes à assurer la substitution de l'électricité au fuel, seule énergie massivement concurrente dans ces zones ».  
FNCCR, 1985, d'après Colombier, 1992, vol 2, p. 292.

#### **Introduction**

Ce chapitre est consacré aux structures d'incitation à l'investissement du régime d'électrification rurale dans une perspective théorique positive. Nous proposons une analyse microéconomique du comportement des principaux acteurs qui est organisée autour de modèles simplifiés d'économie publique positive (Public Choice, Principal-Agent) et des analyses empiriques. L'orientation positive est basée sur une observation précise des critères de décision, des variables de commande et des comportements types à partir d'un ensemble de travaux empiriques (de Gouvello, 1996, 1997 ; Ferrand et Léger, 1997 ; Trink et al. 2000). Dans la première section, l'analyse porte sur le comportement des investisseurs, les syndicats d'électrification rurale. Une représentation formalisée de différents types de comportements de syndicats d'électrification rurale est présentée puis illustrée à l'aide d'exemples empiriques. Les relations entre les syndicats, le régulateur financeur des aides, et le concessionnaire exploitant sont abordés de manière.

Les sections deux et trois sont consacrées à l'interprétation microéconomique du comportement des syndicats dans l'interaction stratégique avec le régulateur allouant les subventions d'une part et l'exploitant des infrastructures de distribution d'autre part. La formalisation est approfondie par l'introduction des aspects politiques au travers de l'analyse économique de la bureaucratie (Romer (1978), Niskanen (1971), Greffe (1981)).

Dans la deuxième section nous abordons l'interaction avec le FACÉ ou plus exactement, le régulateur du FACÉ dans le but d'obtenir les aides à l'investissement. L'analyse est focalisée sur l'ajustement des clefs de répartition opéré par le régulateur (la DIGEC) en 1997, pour analyser la nature du jeu entre les syndicats et le régulateur qui doit répartir les aides. Une formalisation de ce jeu entre syndicat et FACÉ est proposée dont nous tirons des recommandations pour réduire les biais bureaucratiques du processus d'allocation des aides.

La troisième section porte sur les rapports entre l'exploitant (EDF) et le syndicat investisseur. Elle s'appuie sur l'analyse des effets pervers des interactions entre EDF et le syndicat. Les

projets de MDE sont pris comme des exemples d'exacerbations ou au contraire d'atténuation de ces imperfections.

La conclusion s'appuie sur une synthèse de l'analyse des comportements qui nous permet de montrer en quoi ils peuvent faire obstacle à la MDE.

## **1 Le comportement des syndicats d'électrification rurale**

Cette section rappelle les éléments normatifs de la théorie du choix social que nous transposons dans le cadre du régime d'électrification rurale. Nous considérons un syndicat d'électrification rurale qui est en présence de consommateurs-électeurs auxquels il doit fournir un service d'électrification rurale en vue d'assurer une fourniture d'électricité de qualité. L'optimum de production de ce service collectif est décrit dans un premier temps.

### **1.1 FORMALISATION DE L'OFFRE DU SERVICE D'ELECTRIFICATION**

On se place dans le cadre d'un problème d'allocation des ressources dans une collectivité. Ce problème est restreint à la satisfaction de la demande d'ouvrages électriques en vue de la fourniture équitable d'une électricité conforme aux critères de qualité établis collectivement. Le syndicat est considéré dans un premier temps comme un agent bienveillant. Cela signifie qu'il veille à maximiser le bien-être collectif des clients sous sa contrainte de budget. Le contexte considéré ici est statique. On l'assimile au problème du choix des projets réalisés dans une année de programmation des travaux.

#### **1.1.1 Le modèle canonique de production d'un service collectif**

Le problème de l'offre d'un service collectif consiste à maximiser l'utilité collective parmi l'ensemble des allocations possibles des ressources dans l'économie. Nous considérons un syndicat d'électrification rurale devant réaliser des travaux qui concernent  $N$  clients indicés par  $i$ . Chacun d'eux est caractérisé par un vecteur de consommation  $x_i$ , de dimension  $k$ , dont la nature sera précisée par la suite, et d'une fonction d'utilité  $U_i(x_i)$ . Le syndicat est doté d'un budget  $B$  qui borne supérieurement l'allocation des ressources pour satisfaire les besoins des clients. On considère une technologie de transformation  $f$ , soit  $f(\sum_i x_i)$  spécifique au syndicat, autrement dit une fonction d'offre dotée des propriétés usuelles<sup>108</sup>. L'allocation des travaux optimale est obtenue par la résolution du problème suivant :

---

<sup>108</sup> La fonction de transformation/production est strictement croissante, convexe et continuellement différentiable.

$$\begin{cases} \text{Max} \sum_{i=1}^N \alpha_i U_i(x_i) \\ f(\sum_{i=1}^N x_i) \leq B \end{cases} \quad (4.1)$$

Une hypothèse forte mais réaliste dans la plupart des cas relatifs à l'électrification rurale est que la contrainte d'offre est saturée. Cette hypothèse est généralement vérifiée pour la plupart des départements dans le sens où les besoins de l'électrification rurale sont généralement supérieurs aux budgets globaux, c'est-à-dire les aides du FACÉ plus les fonds propres.

Le problème (4.1) se résout de la manière usuelle par la méthode du multiplicateur de Lagrange, qui est la variable duale  $\lambda$  associée à la contrainte d'offre. A l'optimum, on considère les valeurs  $x_{ik}$ , quantités de bien  $i$  allouées au client  $k$ . La condition d'optimalité de la production s'écrit :

$$\alpha_i \frac{\partial U_i}{\partial x_{ik}} = \lambda \frac{\partial f}{\partial x_k} \quad (4.2)$$

L'équation (4.2) exprime qu'à l'optimum, l'utilité marginale pondérée du client  $i$  doit être égale à la production marginale du bien  $k$  que multiplie la variable duale associée à la contrainte de budget. Cette équation permet aussi de déduire directement le système des poids optimaux une fois connus les utilités marginales et les produits marginaux :

$$\alpha_i = \frac{\lambda \frac{\partial f}{\partial x_k}}{\frac{\partial U_i}{\partial x_{ik}}} \quad (4.3)$$

La pondération accordée à chaque client est donc inversement proportionnelle à l'utilité marginale du bien  $k$  pour le client  $i$ . Plus généralement, pour le syndicat, on aura des relations entre chaque couple de biens  $x_{ik}$  et  $x_{il}$ , ce qui permet après élimination des poids et de la variable duale d'obtenir :

$$\frac{\frac{\partial U_i}{\partial x_{ik}}}{\frac{\partial U_i}{\partial x_{il}}} = \frac{\frac{\partial f}{\partial x_k}}{\frac{\partial f}{\partial x_l}} \quad (4.4)$$

Cette dernière égalité exprime le fait qu'à l'optimum, les taux marginaux de substitution entre biens sont égaux aux taux marginaux de substitution technique. Cette condition caractérise l'état social efficace pour l'ensemble des biens considérés. Elle traduit la règle d'affectation des ressources entre clients qui permet d'atteindre l'état social le plus efficace, c'est-à-dire celui qui maximise l'utilité de tous les clients compte tenu de la fonction d'offre des équipements d'électrification rurale en vue de la fourniture électrique de qualité. L'analyse normative apporte un principe abstrait mais peu opérationnel. Le paragraphe suivant propose une approche formalisée inspirée de ce principe, mais proche de la pratique concrète des syndicats d'électrification rurale.

### 1.1.2 Le programme microéconomique des maîtres d'ouvrage ruraux

Considérons un maître d'ouvrage qui doit élaborer son programme de travaux annuel. La fonction d'utilité collective devrait être une somme pondérée des utilités individuelles donnée par l'équation (4.1). Un syndicat ne peut pas observer directement les utilités individuelles des clients pour en déduire sa production optimale de renforcements.

Une spécification plus proche des variables de décision observées concrètement par les syndicats nous paraît plus adaptée. Le programme de travaux d'électrification rurale d'un syndicat se compose d'un ensemble de projets séparés. Chacun de ces projets concerne un nombre variable de clients, ce qui diffère du contexte de choix de production optimale d'un bien public divisible sauf à supposer que les projets individuels sont nombreux.

Le syndicat doit établir un classement des projets selon divers critères explicites. Un critère simple, couramment employé consiste à valoriser les projets en fonction du nombre de clients touchés. Nous supposons donc que la variable du maître d'ouvrage est un nombre de clients mal alimentés résorbés pour lesquels celui-ci connaît un coût moyen par client. Le maître d'ouvrage distingue trois types de projets : (1) les projets d'extension et de raccordement de nouveaux clients, (2) les projets de renforcement des clients mal alimentés et, (3) les projets d'esthétique des réseaux de distribution BT. Avec ces hypothèses le programme du maître d'ouvrage peut s'écrire :

$$\begin{aligned} &\text{Max}_{x,y,z} W(x, y, z) \\ &\text{sous contrainte} \quad (4.4) \\ &ax + by + cz \leq B \end{aligned}$$

où  $x$ ,  $y$  et  $z$  représentent respectivement le nombre de clients raccordés, le nombre de clients renforcés, le nombre de clients dont les réseaux bénéficient d'une amélioration esthétique. Les coefficients  $a$ ,  $b$ ,  $c$  sont les coûts moyens par client de ces trois types d'interventions.

La valorisation sociale des projets du syndicat se traduit dans la fonction d'utilité collective  $W(x,y,z)$  qui lui est spécifique. Ce schéma est plus proche de la pratique concrète des syndicats dans le sens où le problème consiste à sélectionner des projets à réaliser dans une instance publique plutôt que de maximiser les votes d'un électeur représentatif à l'aide des travaux. Les priorités du syndicat détermineront la forme de la fonction de production et la valeur de ses coefficients.

Ce programme peut être étendu de la manière suivante :

- (1) en séparant les contraintes selon le type des ressources financières mobilisées : aides du FACÉ, fonds propres tirés des produits des taxes locales sur l'électricité, emprunts ;
- (2) en affectant les coefficients de coûts unitaires par source de financement pour le syndicat : les prix des projets sur aides du FACÉ seront alors inférieurs de 65 % aux prix sur fonds propres ;
- (3) en affectant certains types de projets à certains objectifs mais pas dans d'autres ;
- (4) en choisissant un seuil de coût unitaire dépendant de chaque classe de projets ;
- (5) et enfin en adoptant une fonction d'utilité collective plus complexe.

La combinaison de ces possibilités permet de représenter plusieurs configurations de politiques de syndicats d'électrification rurale. Nous pouvons ainsi retraduire et interpréter quelques exemples de politiques sous forme de programmes-types des maîtres d'ouvrages, à partir d'études de cas bien documentées (Colombier et Salles, 1987 ; de Gouvello, 1996 ; Ferrand et Léger, 1996, de Gouvello et Nadaud, 2003).

### **1.1.3 Formalisation de différents comportements-types de syndicats**

Nous proposons ici quatre grandes catégories de comportements-types de syndicats d'électrification rurale. Le tableau suivant présente la forme que pourraient prendre ces différents programmes-types de maîtres d'ouvrages. Nous considérons une fonction d'utilité sociale additive. Par commodité de notation nous supposons que les coûts unitaires varient

dans un intervalle (arbitraire) de 1 à 4. Enfin, nous considérons quatre contraintes : une contrainte de financement sur fonds propres (F), une contrainte de financement par l'emprunt (E), une contrainte d'aides du FACÉ A/B (B) et du FACÉ C (C). Par construction la somme  $F+E+A+C$  représente l'ensemble des ressources du syndicat.

**Tableau 33 : Quatre exemples de programmes-types de syndicats**

	Comportements des syndicats			
	Politique	Gestionnaire	Quantitatif	Qualitatif
Fonction d'utilité	$3x+y+4z$	$x+y+z$	$3x+4y+z$	$2x+4y+3z$
Contrainte fonds propres	$3x+y+4z \leq F$	$2x+2y+4z \leq F$	$2x+y \leq F$	$3x+3y+4z \leq F$
Contrainte emprunt	$2x+y+4z \leq E$		$2x+y \leq E$	$3x+3y+4z \leq E$
Contrainte FACÉ A/B	$3x+2y \leq A$	$2x+2y \leq A$	$2x+y \leq A$	$3x+3y+4z \leq A$
Contrainte FACÉ C	$3x+4z \leq C$	$4z \leq C$	$4z \leq C$	$3x+3y+4z \leq C$
Exemples de syndicats réels	Savoie	Aisne	Mayenne, Maine et Loire, Vienne	Vendée Calvados

Rappelons que les coefficients des contraintes représentent un coût unitaire par client mais aussi une disponibilité à payer des syndicats pour le type de projet considéré. Ce seuil est modulé par les ressources dont dispose le syndicat, on voit par exemple que le syndicat au comportement « qualitatif » est prêt à financer des projets nettement plus coûteux que ses confrères, de plus il valorise fortement l'utilité de chacun de ces projets. A l'inverse les syndicats « gestionnaire » et « quantitatif » n'utilisent l'esthétique (z) que sur la tranche C du FACÉ, le « gestionnaire » allant jusqu'à ne pas utiliser d'emprunt. Enfin, le syndicat « politique » valorise fortement les extensions et l'enfouissement, il est en outre prêt à financer des raccordements plus coûteux. Considérons les caractéristiques de chacun de nos quatre programmes-types en présentant quelques traits génériques suivis d'une justification des fonctions objectif et des contraintes présentées dans le tableau.

- Un comportement « politique »

Le maître d'ouvrage accorde une plus grande importance aux considérations politiques locales et un poids plus faible aux critères technico-économiques. Ce comportement peut être motivé par la satisfaction des intérêts locaux tels que :

- (1) la défense de l'emploi agricole ou artisanal ;
- (2) l'apport de revenus tirées de diverses taxes (notamment les taxes professionnelles) par des artisans ou industriels nouvellement raccordés au réseau ou renforcés (l'électrification est utilisée comme un levier de soutien à l'activité économique locale) ;



- (3) la construction de résidences secondaires et autres bâtiments touristiques (l'électrification est utilisée comme levier de politique de développement touristique) ;
- (4) la satisfaction des administrés et des électeurs ;

En terme de contraintes sur les fonds propres et l'emprunt ce comportement consiste à valoriser très fortement soit les extensions, soit les travaux d'esthétique et à accorder une pondération faible aux clients renforcés. Ce type de syndicats peut parfois lourdement s'endetter pour poursuivre ces objectifs<sup>109</sup> politiques, c'est pourquoi une contrainte d'endettement est active. En ce qui concerne les travaux aidés par le FACÉ, nous estimons que l'écart entre coûts par clients est moindre, les coefficients associés au renforcement esthétique étant plus élevé que dans le cas de l'extension.

- Un comportement gestionnaire :

Dans cette configuration, le syndicat accorde une grande importance à l'état de ses comptes pour ne pas avoir à supporter ultérieurement une dette trop importante qui pourrait compromettre son activité future. Ce comportement repose sur la minimisation du recours à l'emprunt (ressource coûteuse pour le syndicat). Il privilégie le recours aux fonds propres et recherche l'équilibre financier.

Ce syndicat présente donc une fonction objectif où chaque variable économique se voit attribuer un exposant identique, égal à un, ceci pour représenter une certaine neutralité vis-à-vis du traitement des trois catégories de clients ruraux.

Les coefficients de coût entrant dans les contraintes sont plus équilibrés que dans le cas du comportement politique, même si nous avons représenté une orientation pour les clients traités en esthétique, qui est une orientation générale des syndicats. L'absence de contrainte d'emprunt est supposée traduire l'aversion à la dette de ce programme-type, soit parce qu'il dispose de ressources propres suffisantes, soit en raison d'un endettement antérieur résorber. En tout état de cause, ce type de syndicat pourrait faire appel à l'emprunt mais de manière limitée. Les aides du FACÉ se répartissent de manière stricte sur les tranches administratives, la tranche A/B pour les extensions et renforcements, avec des coefficients égaux ; la tranche C pour l'esthétique, avec toutefois un coefficient plus élevé.

---

<sup>109</sup> Nous reviendrons sur cet aspect lorsque nous aborderons les imperfections de la structure d'information.

- Un comportement « quantitatif » :

C'est le cas de syndicats dont les ressources sont tout juste suffisantes pour stabiliser l'évolution des contraintes. Les renforcements sont faits à minima, avec un seuil faible de coût par client, c'est-à-dire que tous les projets qui dépassent ce seuil ne sont pas réalisés. Le syndicat n'utilise pas de technologie esthétique pour ces renforcements et extensions : ses dotations de tranche C sont strictement utilisées pour les projets d'amélioration esthétique. Ce genre de configuration correspond aux syndicats où la qualité de fourniture est faible et où il existe un grand stock de clients mal alimentés qui ne peuvent être résorbés rapidement avec les ressources existantes.

La fonction objectif de ces syndicats attribue un coefficient élevé aux extensions et renforcements relativement aux améliorations esthétiques, ce qui est censé représenter l'urgence de ces travaux relativement au souterrain.

Les contraintes reflètent elles aussi le poids moindre accordé à l'esthétique qui n'est financée que sur les aides du FACÉ et contrairement aux autres types de syndicats qui pratiquent des travaux d'esthétique sur leurs fonds propres. Les contraintes présentées dans l'exemple attribuent un poids plus importants aux extensions relativement aux renforcements, ce qui représente ici des besoins importants d'extension ; la situation inverse est envisageable pour les syndicats où l'augmentation du nombre de clients est faible mais les besoins de renforcement plus importants.

- Un comportement « qualitatif » :

Ce dernier cas représente les syndicats pour lesquels la qualité de fourniture est bonne dans le sens où peu de nouvelles contraintes apparaissent ; le stock de départs mal alimentés très coûteux ne croît pas et peut donc être résorbé progressivement. Ces maîtres d'ouvrage disposent d'une marge de manoeuvre suffisante pour utiliser de manière plus systématique des technologies discrètes dans les renforcements et les extensions classiques. Ces syndicats tendront à valoriser fortement le souterrain dans leurs choix et à renforcer les réseaux en référence à des seuils de coût par client plus élevés.

La fonction objectif de cette catégorie de maîtres d'ouvrages attribue des coefficients élevés tous égaux à chacune des catégories de clients.

Les contraintes ont toutes elles aussi des coefficients de coût élevés et peu dispersés. Ces syndicats effectuent des travaux d'esthétique sur fonds propres et aussi avec l'aide du FACÉ. On remarquera qu'ils pratiquent tous les types de travaux avec les aides du FACÉ indépendamment des tranches administratives. Ces syndicats peuvent recourir à l'emprunt, toutefois, mais de manière limitée, en somme nous pourrions les assimiler à des syndicats dotés de moyens importants tant sur fonds propres que sur leurs dotations du FACÉ.

Les quatre programmes types permettent de représenter les comportements observables dans la plupart des cas. Il est clair que les différents aspects évoqués pour expliciter ces programmes types peuvent se recouvrir dans les cas concrets.

#### **1.1.4 L'approfondissement du modèle par l'analyse économique des « choix publics »**

Le paragraphe précédent présente une voie de formalisation du comportement de syndicats d'électrification rurale dans un cadre microéconomique. Les considérations politiques sont représentées par des coefficients différents entrant dans la fonction d'utilité sociale des syndicats. Cette manière de procéder n'est probablement pas la plus adaptée. En effet, si nous considérons que le syndicat est une organisation créée dans un but politique, il apparaît fort réducteur de représenter son comportement par de simples coefficients. L'analyse économique de la bureaucratie nous permet d'aborder ces questions d'ordre politique. En se référant à la grille d'analyse du « Public Choice » présentée dans Greffe, (1981) et Oakland, (1987), notre point de départ est l'hypothèse selon laquelle l'électrification rurale est un bien public produit par une entité publique. Elle peut être supposée agir comme une entité bienveillante qui maximise une utilité collective sous les contraintes de production du bien public dans des limites de financement. Mais, comme le fait la théorie des choix publics, cette hypothèse de bienveillance peut être relâchée de deux manières différentes : la première consiste à supposer que la quantité du bien public est fixée par une procédure de vote qui répondrait à des logiques particulières<sup>110</sup> ; la seconde consiste à supposer que la production du bien public est déléguée à une organisation dont les décideurs poursuivent des intérêts propres et à voir comment la production du bien public en est affectée. Nous allons nous intéresser ici à la seconde configuration en considérant l'apport de l'analyse économique de la bureaucratie.

---

<sup>110</sup> Le fonctionnement des syndicats d'électrification rurale évoqués plus haut montre qu'il ne s'agit pas d'un vote des électeurs-citoyens mais d'élus membres du syndicat.

Les décideurs publics en place ont une forte incitation à conserver leurs positions, mais aussi à les améliorer. L'utilisation du pouvoir d'une organisation pour distribuer des rentes à des catégories de citoyens ou d'élus particuliers confère à l'activité de direction un caractère stratégique. La distribution des rentes passe alors par une expansion de l'activité de l'organisation qui en outre améliore les perspectives de rémunération des décideurs (Oakland, 1987). Une formalisation de ces aspects a été proposée dans le modèle de bureau monopolistique (Niskanen, 1971) et dans le modèle de choix d'agenda de Romer (1978).

Selon le premier modèle, la production d'un bien public est souvent déléguée à une organisation unique dont on peut supposer que la fonction de coût n'est pas parfaitement connue des autorités de tutelle. En raison du caractère public de l'activité, on peut supposer que l'objectif principal du bureau est de maximiser son volume d'activité et non pas un profit puisqu'il n'y a pas de rapport marchand. Le modèle suppose que l'autorité de tutelle n'observe que la production et le budget de l'organisation ; de même, l'organisation est supposée connaître parfaitement les bénéfices de la production du bien public. Le modèle conclut que, dans toutes les situations, l'organisation produit une quantité de bien public supérieure à l'optimum social.

Le modèle de Romer aboutit à une conclusion similaire en montrant comment le contrôle de l'agenda politique dans le processus électoral permet à l'agence de maximiser son budget de manière systématique. Ce schéma de comportement s'applique au syndicat d'électrification rurale. Nous pouvons voir le syndicat comme un agent d'un marché politique (Breton, 1975 ; Greffe, 1981). La référence explicite au marché permet de traiter des quatre rigidités institutionnelles de la production d'un bien public. Celles proviennent du mécanisme démocratique dont les modes de fonctionnement sont plus rigides que ceux du marché. Par contre, l'analogie forte se retrouve dans le fait que les agents, les élus ou leurs organisations, cherchent à maximiser une utilité et qu'ils peuvent s'engager dans des activités parallèles pour contourner les rigidités qui sont : (1) la règle de décision collective s'applique à tous dans les mêmes termes, (2) le calendrier électoral qui fait qu'entre deux scrutins il est difficile d'infléchir les politiques en place, (3) les élections qui se font sur la base de programmes si bien qu'il est difficile de se prononcer sur les mesures dans leur ensemble ; (4) le fait que le prix public est indépendant des quantités consommées. La combinaison de la recherche de rente politique de l'organisation et des rigidités institutionnelles aboutit à plusieurs effets pervers discutés dans la littérature.

La première est la routinisation des activités qui est souvent vue comme source d'inefficience ; on estime qu'elle est croissante avec la taille de l'organisation et le degré de division du travail lui-même lié à la complexité de l'organisation. Ici les syndicats d'électrification rurale sont de petites structures dans lesquels la routinisation s'instaure pour traiter efficacement des procédures complexes. Le comportement routinier n'est pas attaché à des motivations précises, mais provient des caractéristiques institutionnelles des organisations.

En second lieu, dès que la notion d'intérêt général est déléguée et à partir du moment où les bénéfices des productions publiques sont plus ou moins appropriables le délégataire de l'intérêt général n'est plus incité à être bienveillant. La dérive est maximale lorsque la production publique sert des intérêts privés dont le coût est supporté par les contribuables (Wintrobe, 1977). Par ailleurs, on observe un besoin de détourner des ressources pour préserver la légitimité politique de la gestion de l'organisation, ce qui prend souvent la forme de prélèvements sur le budget qui sont ensuite attribués au profit de groupes particuliers représentant des consommateurs, des électeurs ou bien des élus influents. Le pouvoir de monopole des dirigeants de l'organisation peut permettre d'influer sur l'agenda politique et de proposer une répartition des bénéfices et des coûts qui leur soit favorable.

Dans le cas de l'électrification rurale, on retrouve des éléments caractéristiques. Tout d'abord, l'électrification rurale a été un des fondements de l'assise politique de partis comme le parti radical depuis les années 1930 (Beltran et al., 1985).

Ensuite, on observe que les syndicats pratiquent des politiques différenciées et ciblées sur certaines catégories de clients. Enfin, la nature même des travaux d'électrification rurale rend l'évaluation du coût particulièrement difficile en raison de la grande divisibilité des travaux tant dans leurs bénéfices que leurs coûts, ce qui favorise le biais discrétionnaire en faveur des intérêts politiques.

Le syndicat qui représente des politiques est seul à connaître la fonction de coût et l'utilité sociale de la production du service collectif qui lui est confiée. Le syndicat est donc incité à ce que le volume de travaux ne décroisse pas tant que l'agenda des politiques incorpore l'électrification rurale comme levier de développement local.

Comme la connaissance de la fonction de coût et de l'utilité sociale confère un pouvoir, le syndicat a une certaine marge de manœuvre dans la sélection et la réalisation des travaux et

ceci d'autant plus que lui seul connaît exactement les paniers de techniques à employer. Au second niveau des arbitrages nationaux, le volume des travaux est d'autant plus maximisé au plan local que les dotations du FACÉ seront importantes, si bien que l'aspect stratégique de la connaissance de la fonction de coût s'en trouve renforcé. Comme en outre les présidents de syndicats sont des élus, on comprend encore mieux l'intérêt politique de la direction de ces syndicats : cela permet de rester dans la coalition au pouvoir tout en conservant les avantages et le niveau d'activité élevé valorisants sur le plan de l'agenda politique.

## **1.2 L'ANALYSE EMPIRIQUE DES COMPORTEMENTS-TYPES DE SYNDICATS**

Dans cette section on conforte les faits stylisés précédents avec différentes études de cas. Un rappel de l'influence de la forme institutionnelle de l'investisseur maître d'ouvrage est suivi d'une analyse des ressources financières des syndicats. Nous montrons ensuite comment les spécificités institutionnelles locales, les contraintes financières et techniques conditionnent les politiques de renforcement pratiquées par les syndicats.

### **1.2.1 Le déterminisme des formes institutionnelles locales**

La dynamique de la demande et l'état du réseau électrique commandent largement les politiques d'investissement des syndicats d'électrification rurale (de Gouvello, 1996 b). Sur 84 départements en régime d'électrification rurale, environ une quarantaine comptent un syndicat départemental ; dans les autres départements, les structures de décision sont beaucoup plus fragmentées. L'analyse de neuf départements par Ferrand et Léger (1996) montre la diversité des situations tant sur le plan technique (qualité de la desserte rurale, types de travaux réalisés) qu'organisationnel (exercices de la maîtrise d'ouvrage et de la maîtrise d'oeuvre, aides des conseils généraux, modes d'interventions) qui contraignent plus ou moins fortement les décisions des collectivités dans un contexte où le poids de décisions passées n'est pas négligeable. Le tableau suivant résume les formes institutionnelles dans 13 départements.

**Tableau 34 : Formes institutionnelles de l'électrification rurale  
dans le cas de 13 départements**

Etude de cas	Dépt	Forme institutionnelle	Organisation de la maîtrise d'ouvrage	Organisation de la Maîtrise d'oeuvre
Colombier et Salles (1987)	Aisne (02)	Syndicat départemental (25 syndicats cantonaux)	Syndicat	Syndicats membres
De Gouvello (1996)	Corse-du-Sud (2B)	Deux Syndicats Intercommunaux	Syndicats	DDA
	Calvados (14)	Syndicat Départemental (46 syndicats primaires)	Syndicat	Syndicat départemental
	Vienne (86)	Régie du Syndicat de la Vienne*	Régie	Régie
Ferrand et Léger (1996)	Hautes-Alpes (05)	Syndicat mixte et Régie pour 5 communes isolées	Syndicat et Régie	Cabinet privé
	Ariège (09)	Syndicat départemental pour 317, 15 communes en régie	Syndicat ou communes	DDA et DDE
	Charente (16)	Syndicat départemental (23 syndicats primaires)	Syndicat	Syndicat
	Gers (32)	Syndicat départemental (17 syndicats primaires)	Syndicat	Syndicats primaires ?
	Maine-et-Loire (49)	Syndicat intercommunal	---	---
	Mayenne (53)	Syndicats primaires	DDE et DDA	DDE et DDA
	Haute Savoie (74)	Syndicat départemental	Syndicat	Cabinets privés+ DDE+ DDA
	Deux-Sèvres (79)	Régie du Syndicat intercommunal des Deux-Sèvres*	Régie du Syndicat	Syndicat ou EDF
	Yonne (89)	21 syndicats primaires	Syndicats primaires	DDE et DDA
De Gouvello et Nadaud (2003)	Côtes d'Armor (22)	Syndicat départemental	Syndicat	Syndicat ou EDF
	Dordogne (24)	33 syndicats primaires	Syndicats primaires	Syndicat départemental
	Pyrénées-Atlantiques (64)	Syndicat départemental	Syndicat	Bureau d'étude privé

Source : Colombier et Salles, (1987) ; de Gouvello, (1996) ; Ferrand et Léger (1996) ; de Gouvello et Nadaud (2003).

\* Communes desservies par EDF dans la Vienne (39) et des Deux-Sèvres ;

Hormis le cas de la Mayenne, où l'électrification rurale est une activité annexe des administrations locales (DDA et DDE se sont divisées en deux le département selon un axe est-ouest passant par Laval), le syndicat réalise la programmation des travaux (sauf en Dordogne), plus rarement leur réalisation qui est en général déléguée, parfois à des bureaux d'étude privés (Haute-Savoie, Hautes-Alpes, Pyrénées-Atlantiques). Lorsque la distribution est assurée par une régie, celle-ci prend en charge la maîtrise d'oeuvre, la maîtrise d'ouvrage restant le domaine du syndicat (Deux-Sèvres, Vienne, Haute-Savoie et Ariège). Parfois la maîtrise d'ouvrage est partagée (Ariège, Hautes-Alpes, Deux-Sèvres), mais ceci tient aux statuts différents des pouvoirs concédants qui peuvent être multiples sur un même département.

L'aspect essentiel est celui de la maîtrise d'ouvrage. Celle-ci peut soit être très concentrée, ou, au contraire très dispersée. Sur les seize départements considérés dans le tableau précédent, cinq départements ont une maîtrise d'ouvrage fragmentée entre syndicats primaires ou autre structures. Dans les autres cas, on a un syndicat départemental à la fois autorité concédante et maître d'ouvrage, tandis que dans les autres cas, l'existence du syndicat départemental n'est justifiée que comme moyen d'obtenir d'importantes redevances de concession. Sur les 84 départements en régime rural pas moins de 51 ont une maîtrise d'ouvrage dispersée.

### **1.2.2 Les ressources des syndicats**

Il est possible de distinguer six catégories de ressources financières pour les syndicats : les taxes locales sur l'électricité, les aide du FACÉ, les redevances de concession, la participation des collectivités membres du syndicat, les autres formes d'aides à l'électrification rurale et enfin les emprunts.

#### **a) Les taxes locales**

Elles sont au nombre de deux, la taxe communale sur l'électricité (ou taxe syndicale) qui varie entre 0 et 8 % ; la taxe départementale sur l'électricité, dont le produit est versé au département en tout ou partie, et dont le taux varie de 0 à 4 %. Les taxes locales sur l'électricité sont la base de l'autofinancement des syndicats pour leurs programmes de travaux sur fonds propres. La ruralité des communes admet plusieurs définitions, notamment relativement aux taxes locales sur l'électricité ; nous rappelons ces définitions dans l'encart suivant.



### **Encart 6 : Trois définitions juridiques de la ruralité**

La ruralité admet trois définitions juridiques différentes en ce qui concerne la distribution d'électricité. De ces trois définitions, et de la latitude conférée aux autorités concédantes il résulte des possibilités de recoupements. Les trois définitions juridiques de la ruralité sont :

- (1) au sens de l'assiette de la TLE : toute commune dont la population agglomérée au chef-lieu est inférieure à 2000 habitants ce qui autorise le transfert des produits de la taxe communale sur l'électricité à un syndicat de communes, (article L-5212-24 du code général des collectivités territoriales). Noter que le transfert de la TLE crée de fait une affectation de cette taxe puisque son produit est entièrement reversé au syndicat par le distributeur.
- (2) au sens des contributions au FACÉ : les communes rurales qui ne sont pas membres d'une unité urbaine selon le critère de l'INSEE, c'est-à-dire d'une agglomération dont aucune habitation n'est éloignée de plus de 200 mètres et qui compte au moins 2000 habitants [critère de continuité du bâti].
- (3) au sens de l'éligibilité aux aides du FACÉ : une commune est éligible aux aides du FACÉ si elle figure sur une liste établie par le préfet sur proposition des maîtres d'ouvrages (circulaire interministérielle 5028 du 22 avril 1971).

Les autorités concédantes ont donc une certaine liberté pour établir l'éligibilité au FACÉ. En règle générale, l'éligibilité au FACÉ correspond assez sensiblement au critère de l'INSEE à quelques variations près : on peut voir des communes en régime rural mais appartenant à une unité urbaine et inversement des communes de moins de 2000 habitants en régime urbain.

Le FACÉ veille cependant à ce qu'il n'y ait trop d'exceptions et à ce qu'elles soient justifiées. L'évolution du tissu urbain, soit par modification des communes (fusions ou partitions) soit par le mouvement démographique, tend à avoir un impact à la marge sur la TLE et les prélèvements sur les ventes des distributeurs. Ainsi, le FACÉ, sur les résultats du recensement de 1999 a vu le nombre de communes urbaines au sens du prélèvement s'accroître mécaniquement de 654 communes.

### **b) Les aides à l'investissement dans le cadre de la péréquation**

L'essentiel des subventions aux investissements des collectivités en régime d'électrification rurale sont constituées par les aides du FACÉ. On distingue deux catégories de subventions appelées respectivement programmes principaux et programmes complémentaires. Les programmes principaux sont de loin les plus importants car ils subventionnent les travaux programmés ; ils comprennent d'une part les aides aux extensions et renforcements (tranche A/B) et d'autre les aides à l'esthétique des réseaux (tranche C) ; le taux de subvention était différencié avant l'année 2000, car auparavant, entre 1992 et fin 1999, il était de 70 % sur la tranche A/B et de 50 % pour la tranche C, à la suite du rapport Trink et al., (2000) sur les conséquences de la tempête de 1999 il a été égalisé à 65 % pour les deux tranches. Les programmes complémentaires, beaucoup plus réduits financent des travaux de caractère exceptionnels pour des montants plus limités. On distingue trois catégories de programmes complémentaires : les programmes intempéries, dans lesquels entrent par exemple les

réparations de la tempête de 1999, les programmes THT relatifs aux compensations des communes pour la traverser par des réseaux de grand transport et enfin, depuis 1995, les projets de MDE et d'ENR en bout de réseau (tranche MDE/ENR du FACÉ). Il existe plusieurs autres formes d'aides qui peuvent venir se substituer ou s'additionner aux aides du FACÉ. Ces fonds supplémentaires sont en règle générale relatifs à l'insertion esthétique des réseaux électriques (Article 8 du cahier des charges). Ces fonds ne sont pas toujours très transparents dans leurs modes de financement, leur utilisation ou leur fonction. Ils proviennent pour l'essentiels d'engagements historiques avec les opérateurs de réseaux filaires (programmes réseaux-sites d'EDF, programmes support communs et enfouissement avec France Telecom), toutefois les collectivités signalent d'immenses difficultés de coordination des travaux ainsi qu'un désengagement certain des opérateurs.

### **c) Les redevances de concession R1 et R2**

Ce sont des versements du distributeur aux autorités concédantes pour leur permettre d'assurer leur mission mais aussi de soutenir leur capacité d'investissement lorsque l'effort des collectivités sur leurs fonds propres est particulièrement élevé. La redevance R1 permet de couvrir les frais de fonctionnement du maître d'ouvrage. La redevance R2 rémunère le maître d'ouvrage lorsque son effort d'investissement dépasse un certain seuil relativement aux aides du FACÉ. Contrairement à la redevance R1 qui est forfaitaire, les flux de la redevance R2 peuvent être très irréguliers dans le temps, ce qui peut causer des difficultés pour certains syndicats (Ferrand et Léger, 1996). Les revenus de ces redevances sont assez modestes au regard des autres ressources bien qu'elles fournissent un appoint respectable pour les petits syndicats. L'encart suivant détaille les modes de calcul des redevances de concession tel qu'on les trouve dans l'article 2 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession (SDEC, 1992).

### Encart 7 : Calcul des redevances de concession

Les redevances de concession sont la contrepartie des dépenses supportées par l'autorité concédante au bénéfice du service public faisant l'objet de la concession. Elles ont pour objectif de financer l'autorité concédante par le prix du service rendu aux usagers les coûts suivants :

- \* Les frais entraînés pour l'autorité concédante, par l'exercice du pouvoir concédant,
- \* Une partie des dépenses effectuées par celle-ci sur les réseaux électriques.

La redevance comporte deux parts :

- \* La redevance de fonctionnement (R1), qui vise à financer les dépenses annuelles de structure par l'autorité concédante pour l'accomplissement de sa mission.
- \* La redevance d'investissement (R2), qui représente chaque année N une fraction de la différence, si elle est positive, entre certaines dépenses d'investissement effectuées et certaines recettes perçues par l'autorité concédante durant l'année N-2.

#### 1) La redevance R1 :

Elle dépend de plusieurs termes relatifs à la longueur des lignes, la population selon la catégorie de communes, la durée de la concession et la valeur de l'index « ingénierie » du ministère de l'équipement<sup>111</sup> ou de tout autre index qui lui serait substitué.

La formule générale de la *redevance R1* est :

$$\left[ (75L_{CR} + 0,7P_{CR})C_R + (75L_{CU} + 0,7P_{CU})C_U \right] \left[ 1 + \frac{P_C}{P_D} \right] [0,01D + 0,75] \left[ 0,15 + 0,85 \left( \frac{ING}{ING_0} \right) \right] F/an$$

Cette formule complexe admet pour termes :

- \*  $L_{cr}$ ,  $L_{cu}$  : longueurs de réseaux HT et BT des communes rurales (respectivement urbaines) de la concession au 31 décembre N-1,
- \*  $P_{cr}$ ,  $P_{cu}$  : population municipale des communes rurales<sup>112</sup> (respectivement urbaines) de la concession au 31 décembre N-1,
- \*  $P_{dr}$ ,  $P_{du}$  : population municipales rurale (respectivement urbaine) desservie dans le département où se situe la concession,
- \*  $P_c$  : population municipale de la concession,
- \*  $P_d$  : population municipale *totale* desservie par le concessionnaire dans le département où se situe la concession.
- \*  $C_r$  et  $C_u$  : coefficients multiplicateurs des populations urbaines et rurales desservies en fonction de seuils sur le niveau urbain et rural (par rapport à 150 000 habitants),
- \*  $D$  : durée de la concession (en années),
- \*  $ING$  : valeur de l'index retenu pour refléter l'évolution du prix de l'activité de fonctionnement,  $ING_0$  est la valeur de l'index au mois de décembre de l'année précédent la signature du contrat de concession.

La redevance R1 ne peut être inférieure à des montants proportionnels aux frais de contrôle en vigueur dans la législation. Lorsque la concession regroupe au moins 95 % des communes du département desservies par le concessionnaire et au moins 100 000 habitants, R1 ne peut être inférieur à 600 000  $[0,15 + 0,85ING/ING_0]$ .

Le R1 est plafonné à 2 500 000  $[0,15 + 0,85ING/ING_0]$  F/an pour une même concession, et 3 000 000  $[0,15 + 0,85ING/ING_0]$  F/an lorsque la concession regroupe toutes les communes du département.

Cette formule recèle deux enseignements importants, qui peuvent constituer des leviers pour constituer de grandes concessions :

- (1) Une prime au regroupement lorsque la population desservie tend vers la population départementale par le biais des termes  $1 + P_C/P_D$ ,  $C_u$  et  $C_r$ ,
- (2) une prime à la durée, par le terme  $D$ ,
- (3) le plafond maximal pour une seule concession.

#### 2) La redevance R2 :

La redevance d'investissement est fonction de la différence entre les investissements décalés de deux ans (pénultième année) et des caractéristiques de la concession comme dans le terme R1.

La formule générale du R2 est :

<sup>111</sup> L'index des travaux publics comporte un poste TP12 de « travaux sur réseaux électriques » qui est calé sur le prix des travaux d'électrification rurale, base 100 en 1975.

<sup>112</sup> Selon le critère de continuité du bâti de l'INSEE, dernière estimation de l'INSEE.

$$(A + 0,74B + 0,30E - 0,5T) \left(1 + \frac{P_C}{P_D}\right) (0,005D + 0,125) \text{ F/an}$$

avec :

A est la différence entre :

- \* Le montant total hors TVA, mandaté au cours de l'année pénultième par les collectivités exerçant la maîtrise d'ouvrage, des travaux sur le réseau concédé réalisés dans le cadre des programmes aidés par le FACÉ et de tous autres programmes de péréquation des charges d'investissement financés avec le concours des distributeurs d'électricité, qui leur serait adjoint ou substitués d'une part.
- \* Le total des parts de ce montant financé par le concessionnaire ou par le FACÉ, ou par tout programme de péréquation répondant à la définition ci-dessus.

B : le montant total hors TVA en francs, mandaté au cours de l'année pénultième par les collectivités exerçant la maîtrise d'ouvrage, des travaux sur le réseau concédé financés en dehors des programmes aidés par le FACÉ ou de tout programme de péréquation répondant à la définition susvisée.

E, montant total hors TVA des travaux d'investissement sur les installations d'éclairage public, mandaté par les collectivités exerçant la maîtrise d'ouvrage de ces travaux l'année pénultième.

T : le produit net des taxes municipales sur le territoire de la concession, ayant fait l'objet de titres de recettes de l'autorité concédante l'année pénultième. (T ne peut cependant être inférieur au *produit net des taxes municipales sur l'électricité* perçues sur le territoire des communes *rurales de la concession*).

D : durée de la concession.

$P_D$  : la population municipale desservie par EDF dans le département.

$P_C$  : la population municipale de la concession<sup>113</sup>.

La redevance R2 ne peut être que positive ou nulle, si elle s'avère négative elle est considérée comme nulle.

La formule indique un mécanisme de rémunération de l'effort conjoint du maître d'ouvrage et du concédant. La pondération de ces efforts privilégie les programmes aidés (terme A, solde du montant total des programmes aidés net des aides, coefficient 1) au détriment des programmes sur fonds propres (terme B, programmes non aidés du maître d'ouvrage avec un coefficient de 0,74). Les investissements sur l'éclairage public sont pondérés pour 0,30. Enfin, on défalque la moitié des recettes de TLE municipale perçues par le syndicat, ainsi, si celles-ci dépassent les investissements pondérés, le R2 peut devenir nul, en somme ceci traduit le fait que les ressources du concédant sont suffisantes et dispensent le concessionnaire de verser une aide à l'investissement.

Enfin, tous les montants entrant dans le R2 sont ceux de l'année pénultième, ainsi le R2 rémunère des investissements avec un décalage de deux ans. Comme pour le R1 il y a une prime à la durée, et une prime au regroupement (par le biais du rapport entre population de la concession et population départementale).

Les formules de calcul des redevances de concession renseignent sur les motivations de l'autorité ministérielle régulatrice lors de l'établissement du nouveau cahier des charges au début des années 1990<sup>114</sup>. Les redevances rémunèrent les collectivités maîtres d'ouvrages sur la consistance de leurs réseaux, traduisant l'importance des quantités d'ouvrages dans le patrimoine de la collectivité. De plus, ces formules incitent à créer de grandes structures syndicales et à signer des contrats longs.

<sup>113</sup> Nombre d'habitants, selon le dernier recensement officiel de l'INSEE, général ou partiel, à avoir été publié au 31 décembre de l'année précédente.

<sup>114</sup> Le nouveau cahier des charges a été établi à l'initiative de la FNCCR suite à son congrès de 1991. C'est à partir de 1992 qu'un processus de renégociation des termes de concessions s'est engagé.

#### **d) La participation des collectivités membres du syndicat ou de tiers**

Il s'agit ici de deux aspects assez différents, le premier est relatif aux aides départementales, qui peuvent prendre en charge certains types d'investissements d'électrification rurale pour le compte de l'autorité concédante, ou bien, soutenir le syndicat en affectant la taxe départementale sur l'électricité aux travaux d'électrification rurale. Il s'agit d'un choix de politique locale qui est fonction de l'importance accordée aux question d'électrification mais aussi à la richesse des départements ou régions. Le deuxième aspect est relatif à la participation des communes aux travaux d'électrification rurale. Considérons le tableau suivant qui résume pour les départements que nous avons étudiés la nature des aides qu'ils accordent aux syndicats d'électrification.

**Tableau 35 : Les participations des collectivités membres des départements étudiés**

Départements	Modalités des aides
Aisne (02)	Budget de l'ordre de 100 MF
Corse-du-Sud (2B)	Reversement partiel de la taxe départementale. Programmes départementaux alternés entre les deux syndicats intercommunaux depuis 1993. Participation au financement de l'effacement des réseaux dans des programmes département/région sur la tranche C (25 % département, 25 % région, 50 % FACÉ C). Aide départementale pour allègement de la dette des syndicats.
Calvados (14)	Reversement partiel de la taxe départementale au syndicat
Vienne (86)	Pas d'aide départementale pour l'électrification rurale, hormis l'animation d'un comité d'insertion des réseaux. Le département estime que les surplus de la régie suffisent.
Hautes-Alpes (05)	Aides aux extensions pour les agriculteurs et complément de 10 % sur les travaux d'esthétique de la tranche C du FACÉ.
Ariège (09)	Reversement de 40 % de la taxe départementale au syndicat
Charente (16)	Reversement de 20 % de la taxe départementale au syndicat
Gers (32)	Financement de programmes d'extension de réseaux en tarif bleu (4 MF en 1996) et jaune (7 MF en 1996) à partir des produits de la taxe départementale intégralement conservée par le conseil général (10,2 MF en 1996).
Maine-et-Loire (49)	Programmes départementaux (7,1 MF en 1996), prise en charge d'une partie de la dette du syndicat par le département (16 MF en 1996 pour 48 MF de dette).
Mayenne (53)	Reversement d'une partie de la taxe départementale (3 MF en 1996 ; environ 30 %).
Haute Savoie (74)	Reversement intégral de la taxe départementale (35 MF/an urbain et rural confondu).
Deux-Sèvres (79)	Le département conserve la taxe départementale dans son intégralité depuis 1993 (20 à 25 MF/an) estimant que l'excédent de la régie compense largement cette perte.
Yonne (89)	Reversement intégral de la taxe départementale aux syndicats (12 MF/an).

Sources : Colombier et Salles, 1987 ; de Gouvello, 1996 ; Ferrand et Léger, 1996.

On constatera la grande diversité des soutiens des départements à l'électrification rurale sur seulement treize départements. En général, ceux-ci prennent la forme d'une redistribution partielle des taxes départementales. Entre cette configuration moyenne se trouvent les deux cas polaires : reversement intégral de la TLE dans l'Yonne et la Haute Savoie, ou bien

conservation intégrale dans les Deux-Sèvres et la Vienne, explicables dans ces deux derniers cas par les excédents importants à la disposition des régies départementales<sup>115</sup>.

#### **e) Les autres formes d'aides à l'électrification rurale**

En fonction du contexte économique et institutionnel local, un syndicat peut bénéficier d'aides variées affectées à l'électrification rurale ; c'est surtout le cas dans les zones défavorisées qui bénéficient d'aides nationales ou européennes. Le cas des régies est différent : lorsqu'elles disposent d'un marché rural significatif, leurs statuts imposent souvent une affectation d'une partie de leurs excédents aux programmes d'électrification rurale sur les réseaux MT et BT ; ces programmes peuvent atteindre des niveaux considérables. Cependant, les programmes d'électrification rurale sont en concurrence directe avec d'autres programmes d'investissement sur les réseaux HTA et HTB. Dès lors les montants affectés à l'électrification rurale dépendent des priorités de la régie plus que de celles du syndicat (de Gouvello, 1996 b).

#### **f) Les emprunts**

Le niveau d'endettement des syndicats d'électrification rurale est méconnu, voire impossible à estimer. Ceci s'explique essentiellement par la grande liberté laissée aux collectivités dans le cadre du régime d'électrification rurale, ce qui, avec de faibles obligations de rendre compte rend particulièrement délicate l'appréciation de l'endettement des syndicats. Il faudrait pour cela consolider les bilans de tous les syndicats d'électrification rurale. Faute de pouvoir le faire, plusieurs analyses empiriques apportent quelques éléments de réponse sur la place de la dette dans le financement de l'électrification rurale. Il en ressort cependant que l'endettement est une solution délicate à manier pour des structures telles que des syndicats d'électrification.

### **LES POLITIQUES DE RENFORCEMENT DES SYNDICATS MAÎTRES D'OUVRAGES**

Le problème fondamental des syndicats maîtres d'ouvrages peut s'énoncer ainsi : réaliser le maximum de projets avec une enveloppe financière et un panier de techniques limités. Cependant, les moyens financiers dont ils disposent déterminent les travaux réalisés et plus largement, les politiques suivies par les syndicats d'électrification rurale.

---

<sup>115</sup> Les régies de la Vienne et des Deux-Sèvres sont en fait les deux plus grands ELD ruraux de France. Leurs statuts imposent de réinvestir leurs excédents dans les réseaux.

Les projets effectivement réalisés seront alors dépendants de critères plus ou moins sophistiqués utilisés pour la programmation des travaux. Les critères de choix à la disposition des syndicats sont de deux ordres : premièrement, des critères d'intervention purement technico-économiques qui permettent de hiérarchiser les projets présentés afin de sélectionner ceux qui apparaissent les plus urgents, et, deuxièmement, des critères plus qualitatifs relatifs aux orientations générales des politiques de renforcement.

#### **a) Les critères techniques**

Le nombre élevé de dossiers auxquels font face les syndicats d'électrification rurale dans une année peut être assez considérable, parfois de l'ordre de plusieurs centaines (de Gouvello, 1996 a,b). En fonction des contingences historiques et géographiques, la nature des solutions techniques peut varier sensiblement, ce qui va conduire les syndicats à orienter leurs actions sur des paniers de techniques différenciées selon leurs contraintes financières et de la nature des besoins qui ressortent dans les programmes de travaux. Ces raisons expliquent pourquoi les maîtres d'ouvrages ont développé des méthodes de classement des projets reposant sur des critères spécifiques. Ces critères signifient implicitement que les syndicats reconnaissent qu'il existe des seuils de gêne intolérables, soit pour les usagers (chute de tension), soit pour les ouvrages (contraintes de surcharge d'un transformateur, contraintes d'intensité). Le classement des travaux selon ces niveaux de priorité a pour objectif implicite d'éviter un maximum de désagréments pour les usagers qui pourraient se révéler préjudiciable pour le particulier ou pour l'économie régionale s'il s'agit d'un client professionnel. Les niveaux de priorité retenus par le syndicat permettent de classer les projets selon leur urgence relative. En l'absence de directives précises au-delà du seuil de chute de tension légal (11% avant 1996, 10% par la suite), les syndicats ont été amenés à établir leurs propres appréciations de la priorité à accorder aux projets individuels. Cet aspect est d'autant plus important qu'il est fortement lié à la fiabilité limitée du système GDO d'EDF dans le contexte rural. C'est pour cette raison que les seuils de chute de tension retenus par les syndicats sur la base des informations de la GDO peuvent être substantiellement plus élevés que le seuil légal de chute de tension, comme le montre le tableau suivant, concernant le Maine-et-Loire.

**Tableau 36 : Critères de classement des départs en contrainte  
du syndicat départemental du Maine-et-Loire (49)**

Catégorie de projet	Seuil technique	Nombre recensés en 1996
Postes et départs saturés	100 %	31
Postes et départs en limite de saturation	90 %	33
Ouvrages prioritaires	$dU \geq 18 \%$	200
Ouvrages en fortes contraintes	$15 \% \leq dU < 18 \%$	169
Ouvrages en contrainte	$11 \% \leq dU < 15 \%$	52

Source : Ferrand et Léger, 1996.

Les syndicats ne se basent pas uniquement sur les seuls critères techniques mais tendent à pondérer la gravité d'une contrainte par le nombre de clients concernés, pour des raisons évidentes. Autrement dit, à seuil de tension donné, l'urgence d'un départ en contrainte est directement proportionnel au nombre de clients concernés comme le montre la formule mathématique utilisée par le Syndicat du Maine-et-Loire pour chacune des catégories du tableaux précédent :

$$\text{Rang}(k) = (dU\%_k - 10\%) \left( \frac{\text{nombre de clients}}{\text{coût des ouvrages}} \right)_k \left( 1 - \frac{1996 - \text{année réclamation}}{10} \right)_k \quad \forall k$$

Ce syndicat semble privilégier :

- (1) le niveau de gêne défini par l'écart au seuil limite de 10 % ;
- (2) la maximisation du nombre de clients résorbés pour un même coût de projet ;
- (3) les projets les plus récents.

Ainsi, à niveau d'écart de tension au seuil légal donné, cette formule donne priorité aux projets apparus récemment et dont le nombre de clients résorbés est le plus élevé.

Le tableau donne les priorités associées aux renforcements employés par le Syndicat du Département du Nord (de Gouvello, 1996b).



**Tableau 37 : Les critères techniques retenus  
par le Syndicat du Département du Nord**

Niveau de priorité	Nature de la contrainte	Seuil limite
1	Chute de tension	20 %
	Surcharge du transformateur	120 %
	Surcharge des conducteurs	120 %
2	Chute de tension	15 %
	Surcharge du transformateur	100 %
3	Chute de tension	11 %
	Surcharge du transformateur	90 %
	Surcharge des conducteurs	100 %

Source : d'après de Gouvello (1996b)

Les critères techniques de chute de tension sont remarquablement proches de ceux du département du Maine-et-Loire à la différence près que le niveau le plus urgent se situe à 20 % dans le Nord contre 18 % dans le Maine-et-Loire. Il en va de même pour les ouvrages en surcharge, bien que le département du Nord emploie une classification plus fine. Il n'y a pas de formule explicite de classement des projets dans le Département du Nord. Une fois ce seuil technique passé, le Syndicat applique aussi le critère économique du coût par client résorbé.

Les critères techniques permettent de hiérarchiser l'urgence des contraintes. A niveau de priorité donné, la hiérarchisation consiste à classer les projets par ordre de coût par client mal alimenté croissant, autrement dit les syndicats tendent à maximiser le nombre de clients mal alimentés résorbés.

#### **b) Les critères politico-économiques**

Au-delà d'une règle simple qui consiste à privilégier les investissements les moins coûteux par client pour une même contrainte technique, les priorités des maîtres d'ouvrages reflètent le plus souvent des objectifs liés à des enjeux économiques locaux. La position d'un client dans l'économie régionale peut justifier de lui accorder la priorité dans la liste de travaux de renforcement (de Gouvello, 1996 p. 59). Par exemple, les extensions et les renforcements de certaines catégories d'exploitations agricoles seront souvent traités en priorité. A contrario, les résidences secondaires peuvent être pénalisées, puisqu'elles peuvent se trouver sur des départements longs et qu'en outre elles génèrent peu de taxe locale sur l'électricité en raison de leurs faibles consommations. C'est aussi le cas pour certaines résidences principales, notamment en lotissement dont une partie des coûts sont à la charge des lotisseurs qui tendent à les transférer à l'acquéreur. Par exemple, la régie de la Vienne a longtemps privilégié les raccordements des agriculteurs irrigants, en raison de leur profil de consommation (grandes puissances utilisées

en période de creux de charge, durant le printemps et l'été) alors qu'à contrario, le syndicat de l'Aisne préférerait leur louer des génératrices indépendantes plutôt que de les raccorder. Mais cette mesure est destinée aussi à compenser les effets pervers d'une politique volontariste de prise en charge partielle des raccordements de ces clients.

Enfin, il est clair que les travaux d'électrification rurale eux-mêmes sont aussi une activité économique régionale répartie entre plusieurs entreprises locales. Ainsi, une bonne qualité de fourniture générale dans un département peut se traduire par des niveaux encore élevés d'investissement du fait de la volonté de maintenir l'activité dans ce secteur par le biais de commandes importantes. Aussi, la demande sociale de travaux d'électrification rurale en souterrain est à la fois un moyen de maintenir cette activité et un moyen d'assurer une meilleure qualité de fourniture et une plus grande sécurité des réseaux.

Les élus locaux, de par leur rôle dans la société se trouvent au cœur du jeu des intérêts locaux réglé par l'agenda électoral et l'affectation des ressources fiscales à des projets collectifs. Il est donc inévitable que les enjeux économiques se retrouvent dans le débat politique local. Ceci est d'autant plus vrai que nous avons vu plus haut l'importance qui fut accordée à l'électrification rurale comme vecteur de modernisation du monde rural, a fortiori sous la direction des politiques en raison de leur efforts historiques dans ce sens. C'est la raison pour laquelle, nous préférons présenter les considérations économiques et politiques en une seule catégorie de critères vu leur étroite imbrication.

L'implication des politiques intervient donc par plusieurs canaux : des conditions plus favorables à certaines catégories de clients pour encourager certaines d'activités (tourisme, artisanat, agriculture) ou au contraire en décourager d'autres ayant des impacts importants sur le réseau, enfin, l'électrification rurale elle-même est une activité économique à part entière non négligeable lorsque l'on considère les montants de travaux effectués chaque année<sup>116</sup>.

### **c) Une caractérisation des politiques types de syndicats d'électrification rurale**

Les tableaux des pages suivantes présentent pour le premier quelques caractéristiques des politiques des syndicats ruraux de l'étude Ferrand et Léger (1996) tandis que le second

---

<sup>116</sup> Cela pose d'ailleurs clairement la question de la position de la MDE relativement au secteur des travaux d'électrification rurale. Si la MDE est efficace et moins coûteuse à grande échelle, elle peut conduire à d'importantes pertes de chiffre d'affaire dans ce secteur. Il se pose toutefois la question de l'adaptation du secteur à la MDE de grande échelle.

résume les caractéristiques agrégées de leurs réseaux à la même époque. Les tableaux des politiques de ces syndicats d'électrification rurale permettent d'illustrer les deux types de politiques dégagées séparément par Ferrand et Léger (1996), et de Gouvello, (1996). Sobrement appelées « quantitative » et « qualitative » par Ferrand et Léger, elles sont presque opposées puisque pour la première, les maîtres d'ouvrages ont des ressources largement inférieures à leurs besoins pour améliorer la qualité de fourniture ou la maintenir, tandis que pour la seconde, la qualité de fourniture est plus ou moins bien maîtrisée et nettement meilleure que dans les cas précédents, ce qui confère aux maîtres d'ouvrages la capacité d'améliorer durablement l'esthétique des réseaux ainsi que leur sécurité.

**Tableau 38 : caractéristiques des politiques des syndicats d'électrification rurale.**

Dpt	Mode de gestion des travaux	Utilisation tranche C	Nombre de dossiers par an	Coût moyen de renforcement	Règle privilégiée par les syndicats	Observations
Hautes-Alpes (05)	Réclamations clients, demande des syndicats primaires, propositions EDF.	Esthétique pure	240	218 kF	Utilisation du souterrain pour sécurité	90 % des renforcements sont souterrains, changement de conducteurs
Ariège (09)	Détection préventive d'EDF	Esthétique pure et renforcements	110	298 kF	Maximum de clients résorbés	Renforcements à base d'augmentation section câbles. Réseaux en fil nu abondants traités en aérien
Charente (16)	Détection préventive d'EDF (40%), plaintes (30%), développements prévus (10 %)	Esthétique pure	266	670 kF		40 % des demandes sont traitées, renforcements par création de poste nombreux. 50 % des travaux sont souterrains
Gers (32)	Détection préventive d'EDF, plainte des clients	Esthétique pure	Aérien : 198 sout : 15	Aérien : 174 kF sout : 480 kF	Minimiser coût par client	Renforcement aériens des sections, délai inférieur à 2 ans,
Maine-et-Loire (49)		Enfouissement dans sites classés	115	178 kF	Minimiser coût par client, traiter chutes de tensions très élevées	Utilise un classement interne sophistiqué des projets selon les types de problèmes et le degré d'urgence
Mayenne (53)	Réclamations de clients uniquement	Esthétique pure	409	135 kF	Maximiser le nombre de clients traités	Satisfaire les besoins les plus urgents. Renforcements avec créations de postes majoritaires (62%).
Haute-Savoie (74)	Détection préventive d'EDF, plainte des clients	Esthétique et renforcements	150	450 kF	Maximiser discrétion	Les travaux souterrains se développent fortement (50% des chantiers en BT), renforcements souterrains avec création de postes en cabine fréquents (90%)
Deux-Sèvres (79)	Prévision empirique (80%), plaintes clients (20%)	Esthétique pure		293 kF (150 kF en zone EDF)	Résorber les départs longs et vétustes	Pratique du dédoublement de postes, départs longs et vétustes, 40 % des travaux en souterrain.
Yonne (89)	Détection préventive d'EDF, plainte des clients	Esthétique pure	180	400 kF	Ecarts mal alimentés négligés	Coûts élevés en raison de l'exigence des élus de travaux en souterrain ; vise la disparition rapide des réseaux aériens

Source : Ferrand et Léger, 1996.

**Tableau 39 : caractéristiques des départements étudiés**

Dpt	Nb total clients	Nb total départs	Nb total CMA*	Nb total DMA**	% de DMA	Nb de DMA résorbés <sup>a</sup>	Longueur totale des réseaux BT	Dont % en fil nu	Dont torsadé	Dont souterrain	Nb moyen de clients par km de lignes BT
	1/1/94	1/1/94	1/1/94	1/1/94 - 1/1/96	1/1/94	90-93	1/1/94	1/1/94	1/1/94	1/1/94	1/1/94
05	59 004	6 188	1 511	79 - 132	1,2	373	1 632	17,7	56,3	26,0	36,2
<b>09</b>	<b>55 372</b>	<b>4 205</b>	<b>1 733</b>	<b>201 - 388</b>	<b>4,8</b>	<b>326</b>	<b>2 643</b>	<b>47,0</b>	<b>49,4</b>	<b>3,6</b>	<b>21,0</b>
16	84 131	8 278	5 019	766 - 485	9,2	614	3 974	47,0	48,3	4,7	21,2
<b>32</b>	<b>57 157</b>	<b>10 220</b>	<b>2 117</b>	<b>456 - 1 040</b>	<b>4,5</b>	<b>1008</b>	<b>6 971</b>	<b>69,1</b>	<b>29,6</b>	<b>1,2</b>	<b>8,2</b>
49	133 460	12 094	4 675	982 - 1 195	8,1	385	7 477	71,1	23,5	5,4	17,8
<b>53</b>	<b>79 548</b>	<b>10 864</b>	<b>6 576</b>	<b>1 472 - 2 000</b>	<b>13,5</b>	<b>1 332</b>	<b>6 936</b>	<b>69,3</b>	<b>26,9</b>	<b>3,8</b>	<b>11,5</b>
74	113 954	8 442	2 701	310 - 454	3,6	393	3 239	24,8	51,8	23,3	35,2
89	105 908	8 096	4 369	341 - 416	3,7	638	3 505	18,1	71,0	10,9	30,2
2B	44 993	2 764	168	20 - 29	0,7	NC	1 414	15,7	66,0	18,3	16,3
14	112 372	10 419	6 792	934 - 1 161	8,9	1 245	6 897	44,3	48,4	7,3	16,3
Moyenne nationale	89 776	8 085	2 894	401 - 607	4,9	654	350 654	42,2	50,8	7,0	20,0

Source : Ferrand et Léger, 1996, de Gouvello, 1996.

\* CMA : clients mal alimentés (critère de chute de tension  $\geq 11$  %)

\*\* DMA : départs mal alimentés (critère de chute de tension  $\geq 11$  %)

<sup>a</sup> selon les données de la GDO d'EDF au début de l'année donnée. Ces résorptions comprennent à la fois les effets des renforcements BT et les résorptions « naturelles » calculées par le modèle de simulation des charges d'EDF, dont les causes sont diverses : effets climatiques, mouvements de clients ou de tarifs levant une contrainte.

En raison de l'absence d'une GDO équivalente dans la Vienne et les Deux-Sèvres, les caractéristiques de ces départements ne sont pas connues avec exactitude.

Les chiffres nationaux concernent le territoire métropolitain seulement.

Les données sont issues du X<sup>e</sup> Inventaire d'électrification rurale (1995-1999) ainsi que de Ferrand et Léger (1996).

## **1. Les politiques « quantitatives »**

Elles se caractérisent par la recherche d'une maximisation des clients résorbés au moindre coût. Ces politiques se traduisent par des renforcements légers, peu pérennes, ce qui suggère un risque élevé de rechute en contrainte après quelques années. Ces maîtres d'ouvrages utilisent peu le souterrain, et seulement en esthétique des réseaux, généralement uniquement sur les aides du FACÉ, autrement dit les dotations de la tranche C. Selon Ferrand et Léger, c'est le cas de l'Ariège, du Gers et de la Mayenne, auquel on ajoute celui de la Vienne (de Gouvello, 1996b). Les caractéristiques de l'Ariège et de la Mayenne sont d'ailleurs très comparables (habitat dispersé, départs longs, réseaux vétustes, taux de clients mal alimentés élevés). Les moyens de ces deux départements ne permettent pas de surmonter de manière durable la vétusté de leurs réseaux (70 % des réseaux en fil nu en 1996). Dans le cas de l'Ariège, ceci s'explique par le choix du maître d'ouvrage plutôt qu'un choix dicté par les conditions locales, tout comme pour la Vienne. Ce département, pourtant très comparable à celui des Deux-Sèvres, investit deux fois moins dans ses réseaux BT, la régie de la Vienne privilégiant l'investissement sur les réseaux amonts (MT et HT), et repoussant ainsi la remise à niveau des réseaux BT vétustes à plus tard (de Gouvello, 1996b).

## **2. Les politiques « qualitatives »**

Il s'agit là de choix techniques qui prennent en compte des considérations d'environnement (insertion dans le paysage), de sécurité mais au prix d'un renchérissement du coût unitaire des interventions. A cela s'ajoute des renforcements aériens classiques plus pérennes par un surdimensionnement préventif des ouvrages renforcés. Les niveaux de mise en oeuvre diffèrent entre les six départements restants sachant qu'en règle générale une longueur faible des départs est un facteur favorable à l'essor du souterrain. Les départements alpins sont nettement plus avancés en raison de l'utilisation systématique du souterrain pour des raisons de sécurité face aux intempéries. Leur mode de peuplement dans des vallées fait aussi que leurs réseaux sont denses malgré une faible densité de population, ce qui contribue également à la généralisation du souterrain (Ferrand et Léger, 1996).

Une qualité de fourniture insuffisante rend la mise en oeuvre d'une politique volontariste difficile, comme dans le cas du Maine-et-Loire qui peine à tenir ses objectifs du X<sup>e</sup> inventaire (14 % de réseaux souterrains hors bourgs contre 25 % prévus), malgré des ressources importantes (près de 68 MF de travaux en 1996) à l'inverse des Hautes-Alpes qui arrivent à

enfouir 90 % des lignes avec un budget modeste. Sachant qu'en 1996, ces deux départements comptaient respectivement 2683 et 648 clients mal alimentés, on comprend ainsi combien la qualité de fourniture conditionne les possibilités des maîtres d'ouvrages de mener à bien des politiques plus volontaristes. Dans le même ordre d'idée, les difficultés du département de la Corse du Sud s'expliquent essentiellement par une spécificité du contexte local : malgré un peuplement favorable à une politique de souterrain (villages peu dispersés dans des vallées) les réseaux électriques ruraux de la Corse du Sud sont denses et récents (l'achèvement de l'électrification y a été plus tardif) ce qui fait que la qualité de fourniture est excellente (moins de 1 % de chutes de tension en 1996). Par contre, le département est encore soumis à une dynamique soutenue des besoins d'extension. Etant donné que les dotations du FACÉ pour le souterrain ne sont attribuées que pour enfouir des réseaux existants, les syndicats de la Corse ne peuvent réaliser des extensions de réseau en souterrain que sur leurs fonds propres, ce qui, compte tenu de leur faiblesse, ne permet de ne réaliser qu'environ un tiers des demandes d'extension annuelles en souterrain. L'importance du seuil de qualité de fourniture permettant de passer d'une politique « quantitative » à une politique « qualitative » a été largement confirmée par la suite (de Gouvello et Nadaud, 2003). Il nous reste maintenant à établir un lien entre les comportements des syndicats d'électrification rurale dans leurs interactions avec le régulateur financeur des aides et le concessionnaire exploitant.

#### **1.2.4 COMPORTEMENTS DES SYNDICATS ET INTERACTION AVEC LE FACE ET EDF**

Les comportements des syndicats que nous avons examinés ne sont pas totalement indépendants des interactions avec les deux autres acteurs principaux de ce chapitre, à savoir le régulateur de l'électrification rurale qui répartit les aides et le concessionnaire exploitant qui gère le réseau. Les interactions des syndicats avec ces deux acteurs ne sont pas exemptes d'influences sur le comportement de ces derniers. Les analyses précédentes font ressortir trois éléments structurant les comportements des syndicats : la structure institutionnelle, l'importance des considérations politiques et le contexte technique local. La composition de ses trois aspects dans l'interaction avec le régulateur et l'exploitant fournissent une grille de lecture des comportements syndicaux.

- L'influence de la structure institutionnelle : la structure institutionnelle influe directement sur l'efficacité des solutions techniques reçues. En effet, nous avons vu dans la partie historique l'importance des rendements d'échelle au travers des lois de développement des réseaux. Il est alors clair qu'une maîtrise d'ouvrage dispersée entre

de petits syndicats nuit à une efficacité technique d'autant plus qu'elle révèle l'importance des variables politico-économiques. En outre, la dispersion de la maîtrise d'ouvrage entraîne l'affaiblissement du syndicat départemental puisque ce dernier n'existe in fine que pour maximiser le montant des redevances de concession par l'exercice du pouvoir concédant délégué. Au surplus, dans ce type de configuration, le syndicat se voit conférer la mission de bureau d'étude exerçant la maîtrise d'œuvre des travaux pour le compte de ses syndicats primaires. On peut anticiper dans ce genre de configuration des coûts de transaction plus élevés sous la forme de petites commandes, mais aussi de coûts de coordination des programmes de travaux. Au contraire des syndicats départementaux maîtres d'ouvrage. On peut donc anticiper dans ce contexte des coûts de renforcement plus élevés à structure de réseau et dynamique de la consommation donnés, notamment en raison du poids du politique.

- Le poids du politique : les considérations politico-économiques locales se reflètent directement dans la structure institutionnelle. En effet, des organisations dispersées où le syndicat départemental est affaibli sont selon nous le signe de l'importance accordée aux considérations politiques. Le fait de conserver la maîtrise d'ouvrage des réseaux électriques à un niveau très proche des électeurs signale le poids significatif accordé à l'électrification rurale<sup>117</sup>. Cela se traduit le plus souvent par des conflits entre syndicats primaires qui aboutissent à reproduire au niveau local des règles de répartition nationales de manière figée et arbitraire (de Gouvello et Nadaud, 2003). Les influences politiques se lisent également sur le plan des choix techniques et celui des priorités accordées (ou déniées) à certaines activités et catégories de clients. L'ambiguïté est que ces choix ne sont visible qu'au niveau purement local, c'est-à-dire, pour simplifier, dans les instances de direction des syndicats. Ceci conduit à modifier la fonction de production des renforcements dans une direction autre que celle qui aurait été choisie par le distributeur. Typiquement, cela se traduit par le souhait de conserver certains types de réseaux, de garder un stock de réseaux anciens puisque cela permet de conserver des dotations importantes ou bien de privilégier l'enfouissement à certains endroits, notamment à fort potentiel économique ou touristique. La priorité accordée à certains types de clients et d'activités relève de choix politiques liés aux intérêts locaux plus ou moins bien représentés chez les élus,

---

<sup>117</sup> Cela d'autant plus que l'existence de syndicats primaires signifie autant d'activités de présidence assorties de rémunérations pour les élus membres (De Gouvello et Nadaud, 2003).



ceux-ci, par leur pouvoir de décision en matière d'électrification rurale confèrent des avantages techniques à ces groupes.

- Le contexte technique local : il s'agit de caractéristiques des réseaux qui sont spécifiques au département ou à une zone donnée. Elles tiennent à la fois de particularités topographiques locales et de l'héritage historique de l'interaction entre le distributeur et les maîtres d'ouvrages. Cet héritage dicte en partie les politiques des syndicats, mais aussi celles du distributeur puisqu'elles doivent prendre en compte les choix des maîtres d'ouvrages. Cet aspect technique conditionne la nature des travaux entrepris, des solutions adoptées en fonction des conditions financières, de la qualité de fourniture à un moment donné laquelle doit tenir compte de la nouvelle norme de 1996 mais aussi d'une demande sociale de discrétion, autrement dit, du souterrain. L'héritage historique importe aussi dans le sens où les syndicats privilégient des réseaux robustes aux chutes de tension dès que le volume des contraintes est important et qu'il n'est pas résorbé. En outre, comme les clefs de répartition nationales sont partiellement indexées sur la vétusté des réseaux il existe une incitation d'autant plus forte à conserver de tels réseaux pour ne pas voir les dotations baisser brusquement, cette tentation est accentuée par la dispersion de la maîtrise d'ouvrage. Cependant, la dispersion de la maîtrise d'ouvrage n'est pas une règle puisque l'on trouve des syndicats départementaux maîtres d'ouvrages qui tentent de conserver leurs réseaux robustes, ici, c'est visiblement l'héritage historique qui prime<sup>118</sup>.

Ces trois axes sont aussi influencés par les interactions entre les syndicats et leurs deux principaux partenaires : le FACÉ et EDF. La nature de ces interactions explique à la fois la sévérité des contraintes pesant sur les aides reçues par le syndicat et la nature des choix techniques de développement des réseaux.

- Les relations avec le régulateur et le FACÉ : elles consistent en des échanges d'informations entre le syndicat et le FACÉ qui donnent droit aux aides réparties par le régulateur. Les syndicats émettent un signal, sous la forme d'une enveloppe de besoin de travaux qui sont ensuite approuvés ou ajustés par le FACÉ en fonction de critères plus ou moins formalisés. Le FACÉ n'observe que certaines caractéristiques des syndicats ainsi que l'historique des consommations d'aides et des déclarations de

besoins. C'est à partir de ces informations et plus récemment de comptes rendus d'achèvement de travaux que le FACÉ doit décider de l'ajustement des aides. La question centrale est donc celle de l'adéquation des moyens répartis aux besoins affichés par les collectivités. L'observation de ces aspects s'opère dans un contexte d'information imparfaite ce qui fait que l'enjeu de compréhension de l'interaction entre syndicats et le FACÉ se situe le caractère efficace du régime d'incitations en place.

- Les relations avec EDF : les relations entre EDF et syndicat sont elles aussi relatives à des flux d'informations entre les deux parties qui sont imposées par la séparation institutionnelle de la programmation des travaux. Ces aspects se déclinent sur deux plans, d'une part le contrôle des activités du concessionnaire à la conformité du cahier des charges et d'autre part l'analyse des informations sur l'état des réseaux qui sont fournies par EDF. La programmation des travaux est le cœur de l'interaction entre le syndicat et EDF puisque les choix de renforcement dépendent de la qualité des données d'état du réseau transmises par EDF. Dans certains cas, ce sont les centres EDF eux-mêmes qui proposent les travaux de renforcement. Un second point d'importance dans les rapports entre concessionnaire et syndicat est relatif à la surveillance de l'entretien du réseau dans l'intérêt du syndicat.

Les rapports entre les syndicats, le régulateur et l'exploitant du réseau de distribution reposent sur des flux d'informations imparfaites qui ouvrent donc la voie à des comportements stratégiques entre les parties. L'analyse des interaction entre syndicats et régulateur (section 2) puis entre syndicat et EDF (section 3) s'attache à décrire les conséquences de ces asymétries d'information.

## **2 Analyse microéconomique de la répartition des aides du FACÉ entre syndicats**

Une condition importante de l'optimisation du processus de répartition des aides aux départements est la connaissance des coûts objectifs de projets. Sur cette condition existe d'importantes possibilités de distorsion de l'information entre le FACÉ et les collectivités. L'évaluation des besoins objectifs de l'électrification rurale pose d'une part un problème de

---

<sup>118</sup> C'est le cas du département des Côtes d'Armor qui fut aussi un des pionniers du souterrain, dès 1976 (de Gouvello et Nadaud, 2003).

révélation des coûts de renforcement objectifs, et d'autre part un problème d'estimation des apparitions de contraintes nouvelles.

Dans cette section nous menons une analyse théorique de la relation entre FACÉ et collectivités. Le comportement de répartition des aides est formalisé dans le cas d'une seule collectivité en asymétrie d'information. Ensuite nous considérons un jeu de révélation des coûts en information imparfaite avec deux collectivités, nous montrons que ce jeu est biaisé dans un certain sens. Ceci nous conduit à envisager le problème du régulateur du régime d'électrification rurale comme un problème de construction d'incitations à révéler l'information. Les résultats théoriques sont ensuite discutés dans une dernière sous section où nous montrons comment la révision de l'inventaire et des clefs de répartition peut être assimilée à un jeu répété en information imparfaite.

## **2.1 LE COMPORTEMENT DE RÉPARTITION DES DOTATIONS DU RÉGULATEUR**

Le régulateur du régime d'électrification rurale est la Direction de la Demande et des Marchés Energétiques (DIDEME), une division de la Direction de l'Energie et des Matières Premières (DGEMP) du Ministère des Finances et de l'Industrie<sup>119</sup>. La DIDEME organise l'inventaire de l'électrification rurale à la suite duquel elle détermine les clefs de répartition des aides d'une année sur l'autre sur proposition du FACÉ. Elle préside le Conseil du FACÉ qui constitue un espace de dialogue et de négociation où les acteurs de l'électrification rurale discutent diverses propositions, toutefois, la DIDEME garde l'autorité de fixer les clefs de répartition. Pour simplifier, dans la suite du texte nous assimilerons le régulateur du régime d'électrification rurale au Conseil du FACÉ que nous dénommons simplement FACÉ.

Le problème du régulateur peut être énoncé de la manière suivante :

- répartir un budget limité de manière à maximiser l'efficacité de son utilisation par les collectivités maître d'ouvrage mais sous information imparfaite des besoins et des coûts réels.

En d'autres termes, le régulateur doit définir un mécanisme d'attribution d'une subvention dans un contexte d'information imparfaite.

---

<sup>119</sup> C'est pour l'ancienne DIGEC (Direction Gaz Electricité Charbon).

### 2.1.1 L'interaction FACÉ et collectivités : les apports de la théorie des incitations

L'asymétrie d'information provient de l'incapacité du FACÉ à observer complètement les conditions locales de réalisation des travaux, la véracité des besoins déclarés par les collectivités ou encore l'exactitude de leurs méthodes d'évaluation des besoins de travaux. La procédure de répartition des dotations repose sur une évaluation du niveau de service à atteindre. Le service de qualité de fourniture à atteindre est mesuré par le nombre de départs mal alimentés fourni par les conférences départementales qui est généralement issu des données GDO d'EDF remises lors de l'inventaire d'électrification rurale. Ce nombre est multiplié par un coût unitaire de renforcement d'un départ ce qui donne le montant de travaux nécessaires pour atteindre le niveau de service souhaité. Le budget de la tranche A/B du FACÉ est ensuite réparti aux collectivités au pro rata de leur poids relatif dans le total national. La variable stratégique est le coût unitaire de renforcement par départ mal alimenté, ou par client mal alimenté ce qui revient au même sur le plan théorique.

On s'intéresse dans cette section à l'analyse économique de ce type de situations. Les apports théoriques sont ceux de la théorie des incitations dans le cadre de la régulation publique (Laffont et Tirole, 1993) où on modélise les rapports entre un commanditaire (le principal) et un exécutant (l'agent). Nous considérerons ici que le FACÉ est le principal, sa mission est de répartir les aides là où leur utilité sociale est la plus grande dans un contexte où la technologie des collectivités est imparfaitement observée. Les syndicats d'électrification rurale sont les agents, ils cherchent obtenir les aides les plus importantes possibles.

Le FACÉ cherche à maximiser la résorption des contraintes, il doit donc allouer ses aides pour que les collectivités résorbent une quantité  $x$  de clients (ou de départs en contrainte). Le surplus social des travaux pour le FACÉ est  $S(x)$ , avec  $S > 0$ ,  $S' < 0$  et  $S(0) = 0$ . Pour simplifier nous considérons la relation entre le FACÉ et une seule collectivité dans un contexte de travaux de renforcement uniquement.

Le coût de production est inobservable directement par le FACÉ mais l'inventaire d'électrification rurale permet de savoir que le coût marginal de renforcement varie dans un intervalle  $\{c_1, c_2\}$ . Le coût unitaire de la collectivité peut être soit faible, égal à  $c_1$  ou bien élevé, égal à  $c_2$  avec des probabilités respectives  $v$  et  $1-v$ . L'étendue de l'incertitude des coûts est égale à  $\Delta c = c_2 - c_1 > 0$ . La fonction de coût de la collectivité est donc :

$$C(x, c_1) = c_1 x \text{ avec probabilité } v$$

$$C(x, c_2) = c_2 x \text{ avec probabilité } 1-v$$

Le coût marginal est une information privée de la collectivité. Les variables économiques du FACÉ sont d'une part le transfert, autrement dit le montant des aides, noté  $t$  et la quantité de renforcements à réaliser  $x$ . On suppose  $x > 0$  et  $t > 0$  puisque le FACÉ doit toujours verser un montant d'aides. Une extension discutée plus loin sera de permettre au FACÉ de décider d'imposer un transfert négatif, c'est-à-dire une pénalité. Les deux variables contractuelles sont observables et vérifiables par une tierce partie bienveillante assimilée à la chambre régionale des comptes.

#### **a) Le contrat optimal en information complète : la Solution de premier rang**

Supposons qu'il n'y a pas d'asymétrie d'information entre le FACÉ et la collectivité. Le niveau optimal de premier rang des renforcements est donné par l'égalisation du surplus marginal au coût marginal de renforcement :

$$S'(x_1^*) = c_1 \text{ et } S'(x_2^*) = c_2$$

La valeur sociale des renforcements est donnée par :  $W_1^* = S_1(x_1^*) - c_1 x_1^*$  et  $W_2^* = S(x_2^*) - c_2 x_2^*$ . Implicitement, cette définition du surplus social signifie que la valeur des renforcements est plus élevée quand le coût marginal de renforcement est faible. Autrement dit  $W_1^* = S_1(x_1^*) - c_1 x_1^* \geq W_2^* = S(x_2^*) - c_2 x_2^*$ .

Le cadre spécifique fait que les collectivités participent toujours, on suppose ici qu'elles n'ont pas de fonds propres pour leurs renforcements : elles n'ont pas d'autres alternatives de financement des renforcements ou qu'aucun autre agent public que le FACÉ ne finance l'électrification rurale<sup>120</sup>.

En information complète, le FACÉ observe parfaitement les coûts, il offre donc pour la collectivité un transfert  $t_1^*$  (respectivement  $t_2^*$ ), avec  $t_1^* = c_1 x_1^*$  (respectivement  $t_2^* = c_2 x_2^*$ ) lorsque les coûts observés parfaitement sont  $c_1$  et  $c_2$  respectivement. La collectivité a une utilité nulle, puisqu'elle se voit verser exactement ce qui est nécessaire pour réaliser sa mission. Le menu de contrats optimal en information parfaite s'écrit  $(t_1^*, x_1^*)$  si  $c = c_1$  et  $(t_2^*, x_2^*)$  si  $c = c_2$ .

---

<sup>120</sup> Historiquement, avant la création du FACE, l'Etat et les collectivités rurales étaient les agents financeurs.

## b) Le menu de contrats incitatifs réalisables

- **Compatibilité des incitations et participation**

On suppose que le coût de renforcement  $c_i$   $i = \{1, 2\}$  est une information privée de la collectivité. Le problème du FACÉ est alors de concevoir un menu de contrats, c'est-à-dire une offre d'aides assorties d'une quantité de travaux à réaliser telle que la collectivité choisisse l'offre qui correspond véritablement à son coût. En d'autres termes, le FACÉ propose le menu  $\{(t_1^*, x_1^*), (t_2^*, x_2^*)\}$  de manière à ce que la collectivité de type 1 sélectionne  $(t_1^*, x_1^*)$  et que celle de type 2 prenne  $(t_2^*, x_2^*)$ . Cette condition est remplie si le menu de contrat respecte la définition de la compatibilité des incitations (Laffont et Martimort, 2001). La définition de la compatibilité des incitations énonce qu'un menu  $\{(t_1^*, x_1^*), (t_2^*, x_2^*)\}$  est incitatif lorsque  $(t_1^*, x_1^*)$  est faiblement préféré à  $(t_2^*, x_2^*)$  par une collectivité au coût faible et que  $(t_2^*, x_2^*)$  est faiblement préféré à  $(t_1^*, x_1^*)$  par une collectivité de coût marginal plus élevé. Ceci suppose que soient remplies les contraintes d'incitations suivantes :

$$t_1 - c_1 x_1 \geq t_2 - c_1 x_2 \quad (4.5)$$

$$t_2 - c_2 x_2 \geq t_1 - c_2 x_1 \quad (4.6)$$

Les contraintes de participation s'écrivent :

$$t_1 - c_1 x_1 \geq 0 \quad (4.7)$$

$$t_2 - c_2 x_2 \geq 0 \quad (4.8)$$

Un menu de contrats est accepté s'il satisfait à la fois les contraintes d'incitation et de participation (4.5) à (4.8).

- **Rente informationnelle**

La notion de rente informationnelle est utile pour comprendre la structure des incitations induite par l'optimalité du menu de contrats. En information parfaite le FACÉ verse le niveau d'aide optimal aux collectivités puisqu'il identifie parfaitement la demande sociale. Cela signifie que le surplus des collectivités est nul quel que soit leur coût  $c_i$   $i = 1, 2$ . Le niveau d'utilité de premier rang est respectivement  $U_1^*$  pour la collectivité au coût faible et  $U_2^*$  pour la collectivité au coût élevé. Ce qui s'écrit :

$$U_1^* = t_1^* - c_1 x_1^* = 0 \quad (3.5)$$

$$U_2^* = t_2^* - c_2 x_2^* = 0 \quad (3.6)$$

Lorsque l'information est incomplète ces égalités ne sont généralement plus respectées. Autrement dit, il est probable que le montant des aides versées par le FACÉ soit supérieur aux besoins réels. Cela s'explique par le fait qu'une collectivité de coût faible puisse imiter une collectivité de coût élevé. Ce faisant une telle collectivité dégage un surplus qui s'écrit :

$$t_2 - c_1 x_2 = t_2 - c_2 x_2 + \Delta c x_2 = U_2 + \Delta c x_2 \quad (3.7)$$

En partant du niveau d'utilité nul de premier rang la collectivité obtient une utilité positive égale  $\Delta c x_2$ , c'est la rente d'information de la collectivité qui provient de sa capacité à imiter une collectivité de coût élevé lorsque son coût est faible. Comme le FACÉ verse toujours des aides aux collectivités, il s'ensuit que celles qui arrivent à dissimuler leur coût faible obtiennent une rente positive.

Le problème du FACÉ en asymétrie d'information consiste donc à déterminer la meilleure manière de minimiser cette rente dans chaque menu de contrat incitatif qu'il proposera. On notera respectivement  $U_1$  la rente informationnelle de la collectivité de coût faible et  $U_2$  celle de la collectivité de coût élevé.

- **Le programme du FACÉ**

Le FACÉ offre un menu de contrats avant d'estimer le type de la collectivité ce qui fait qu'il optimise par rapport au menu  $\{(t_1^*, x_1^*), (t_2^*, x_2^*)\}$  en espérance mathématique. Le problème du FACÉ, noté (F) s'écrit donc :

$$(F) : \max_{\{(x_1, t_1); (x_2, t_2)\}} \nu(S(x_1) - t_1) + (1 - \nu)(S(x_2) - t_2)$$

sous les contraintes (4.5) à (4.8).

Un changement de variable utilisant la définition de la rente informationnelle permet de modifier la structure du problème (F) dans un sens économiquement plus clair. Les nouvelles variables sont des couples de surplus (rentes informationnelles espérées) et de quantités de travaux, le menu de contrats s'écrit donc :  $\{(U_1, x_1), (U_2, x_2)\}$ . Cette écriture permet d'expliciter les impacts redistributifs de l'asymétrie d'information par le biais des rentes informationnelles. Les quantités permettent de suivre les effets redistributifs sur l'allocation des ressources. La fonction objectif du FACÉ se réécrit donc comme suit :

$$\underbrace{\nu(S(x_1) - c_1 x_1) + (1 - \nu)(S(x_2) - c_2 x_2)}_{\text{Allocation espérée}} - \underbrace{(\nu U_1 + (1 - \nu) U_2)}_{\text{Rente informationnelle espérée}} \quad (4.9)$$

L'équation (4.9) représente le programme du FACÉ qui cherche à maximiser la valeur sociale des travaux nette de la rente informationnelle laissée à la collectivité. En d'autres termes, on peut affirmer que le FACÉ est prêt à dégrader l'efficacité allocative de manière à réduire la rente informationnelle de la collectivité. Les contraintes s'écrivent elles aussi en terme de rentes informationnelles et le problème du FACÉ devient :

$$(F) : \max_{\{(U_1, x_1); (U_2, x_2)\}} \nu(S(x_1) - c_1 x_1) + (1 - \nu)(S(x_2) - c_2 x_2) - (\nu U_1 + (1 - \nu)U_2)$$

sous les contraintes :

$$U_1 \geq U_2 + \Delta c x_2 \quad (4.10)$$

$$U_2 \geq U_1 - \Delta c x_1 \quad (4.11)$$

$$U_1 \geq 0 \quad (4.12)$$

$$U_2 \geq 0 \quad (4.13)$$

La résolution de ce programme permet de déterminer la solution optimale de second rang en fonction des différentes contraintes. Une simplification permet de faciliter la résolution du problème. On suppose que les collectivités participent toujours, puisqu'elles n'ont pas d'autre alternative que la subvention du FACÉ. De plus, la collectivité de coût élevé reçoit toujours une subvention, donc la contrainte (4.13) est satisfaite, ce qui entraîne la satisfaction de la contrainte (4.12) puisque les quantités de renforcements, quels que soient les coûts doivent être positives. La contrainte d'incitation (4.11) est peu pertinente puisque le problème a pour origine le syndicat au coût faible qui se fait passer pour un syndicat de coût élevé et non l'inverse. Les deux contraintes restantes sont pertinentes pour résoudre le problème. Elles permettent de déduire que  $U_1 = \Delta c x_2$  et  $U_2 = 0$ . Le remplacement dans le problème (F) permet de le simplifier en terme de quantités de renforcement :

$$(F) : \max_{\{x_1, x_2\}} \nu(S(x_1) - c_1 x_1) + (1 - \nu)(S(x_2) - c_2 x_2) - \nu \Delta c x_2$$

La résolution du programme permet d'énoncer la structure du contrat optimal en asymétrie d'information :

- Pas de distorsion des quantités pour le syndicat à coût faible par rapport à la solution en information parfaite :  $x_1' = x_1^*$  ;



- Une moindre production pour le syndicat à coût élevé,  $x'_2 < x_1$ , avec un surplus social :

$$S(x'_2) = x_2 + \frac{v}{1-v} \Delta c ;$$

- La rente d'information du syndicat à faible coût est :  $U_1' = v \Delta c x_2'$ .
- Les transferts optimaux du FACÉ sont respectivement :  $t_1' = c_1 x_1^* + \Delta c x_2'$  et  $t_2' = c_2 x_2'$ .

Nous venons de montrer que le FACÉ peut réduire l'asymétrie d'information en proposant un menu de contrat à chaque collectivité sans que cela ne dégrade l'efficacité allocative de la procédure mais au prix d'une rente d'information pour les collectivités qui annoncent un coût plus élevé qu'il ne l'est réellement. L'écart du surplus social de second rang à l'optimum de premier rang est d'autant plus grand que la fréquence des collectivités de coût faible est élevée (c'est-à-dire que  $v$  est proche de 1).

La proposition de menus de contrats par le FACÉ est théoriquement un moyen pour celui-ci d'estimer le type des collectivités. Cela n'est bien sûr pas réalisé dans la réalité puisque le FACÉ ne choisit que le montant des travaux alloués à une collectivité et un nombre de départs mal alimentés à résorber qu'il valorisait avant 1998 au coût déclaré par les collectivités et depuis 2000 par un coût moyen national calculé à partir des états d'avancement des travaux remis par les collectivités.

En proposant des menus de contrats à chaque collectivité, le FACÉ pourrait mieux apprécier leur type. Cette solution est envisageable en pratique si le FACÉ établit au préalable la distribution des coûts sur les 84 départements en régime d'électrification rurale puis construit ses menus qu'il propose individuellement. Une difficulté survient cependant puisque cela alourdit la procédure de répartition des aides puisque le FACÉ doit proposer un menu dans lequel les collectivités avisent le FACÉ du contrat qui leur convient puis les aides sont réparties. Nous considérons dans la section suivante un jeu à deux collectivités.

### 2.1.2 Le jeu de répartition à deux collectivités

Le menu de contrats de la section précédente ne s'applique qu'à une seule collectivité. Nous montrons ici ce qu'il se passe au travers d'un jeu simple que lorsque l'on considère plus d'un syndicat et que l'on demande à ces derniers d'évaluer leurs besoins sur la base des coûts de

renforcement. Nous supposons que ce jeu de répartition des dotations admet les hypothèses suivantes :

**Hypothèse 1 :** le régulateur est bienveillant, c'est-à-dire qu'il agit dans l'intérêt général en cherchant à répartir les dotations de façon à maximiser le bien-être social ;

**Hypothèse 2 :** le régulateur opère son allocation en une seule étape : il collecte les annonces des collectivités, puis répartit les dotations ;

**Hypothèse 3 :** les collectivités doivent annoncer un coût  $c_i$  qui n'est connu que d'elles seules, elles peuvent annoncer un coût élevé ou un coût faible ;

**Hypothèse 4 :** les collectivités sont de deux types seulement, elles ont soit des coûts de renforcement élevés  $\theta_i = 1$ , soit des coûts faibles  $\theta_i = 2$ .

Ces hypothèses permettent de construire un jeu simplifié qui consiste pour le régulateur à élaborer un mécanisme révélateur des coûts objectifs. Le régulateur doit attribuer les aides aux deux collectivités de manière à maximiser une utilité collective. Nous supposons toujours que le FACÉ ne considère que les renforcements de réseaux. Le régulateur pourrait aussi bien considérer les clients mal alimentés que les départs mal alimentés. Supposons cette fois-ci que régulateur optimise en référence au nombre de clients mal alimentés<sup>121</sup>. Soient  $x_1$  et  $x_2$  ce nombre de clients mal alimentés des collectivités 1 et 2. Les coûts marginaux de renforcement sont respectivement  $c_1$  et  $c_2$  et supposés constants<sup>122</sup>.

#### **a) Représentation de l'imperfection de l'information**

On suppose que le FACÉ observe de manière imparfaite les coûts de renforcement mais que le nombre de clients mal alimentés est une donnée parfaitement observée, ce qui revient à considérer la GDO d'EDF comme parfaitement fiable. Nous verrons que cette configuration est la plus proche du mode de décision du FACÉ puisque l'incertitude se situe bien plus sur les coûts des renforcements que sur le nombre de renforcements à effectuer dans une année.

Conformément à l'hypothèse n°2, le régulateur ne se base que sur les coûts déclarés par les collectivités. Nous supposons en outre qu'il n'y a qu'un seul projet financé par un transfert du

---

<sup>121</sup> Nous verrons plus loin que le FACÉ se repose sur les départs mal alimentés tandis que les syndicats se réfèrent aux clients mal alimentés.

régulateur aux collectivités. Chaque collectivité peut alors considérer la différence égale au transfert moins le coût réel pour chaque situation<sup>123</sup>.

On a donc :  $g_i = t_i^* - c_i(t_i)$ , où  $g_i$  est le gain net de la collectivité  $i$ ,  $t_i^*$  le transfert reçu après déclaration,  $c_i(\theta_i)$  le coût de renforcement réel dépendant du type de la collectivité  $i$ . Les coûts déclarés sont soit faibles ( $\theta_i = 1$ ), soit élevés ( $\theta_i = 2$ ). La matrice des gains nets possibles après transferts est représentée par le tableau suivant.

**Tableau 40 : Gains des stratégies individuelles des collectivités**

	Coût réel faible $\theta_i = 1$	Coût réel élevé $\theta_i = 2$
Déclaration de coût faible transfert $t_i = 1$	0	-1
Déclaration de coût élevé transfert $t_i = 2$	1	0

Le comportement d'équilibre est biaisé vers la surdéclaration des coûts, quel que soit le coût réel : s'il est élevé, le coût net à charge est nul, et dans le cas contraire il est positif. Les collectivités ont donc toujours intérêt à déclarer des coûts élevés, quel que soit leur type puisque cela leur apporte des dotations plus élevées que leurs besoins réels.

En revanche, du point de vue du FACÉ, la surdéclaration des coûts de renforcement induit une rente au profit des collectivités qui mentent sur leurs coûts réels. L'incidence du biais de surdéclaration est que l'utilisation des aides que verse le FACÉ aux collectivités qui trichent sur leurs coûts réels est sous optimale sur le plan collectif puisque le même niveau de qualité pourrait être atteint en versant moins d'aides.

Ce résultat illustre la croissance constante des coûts de renforcement déclarés par les collectivités sur les deux dernières décennies mais plus particulièrement à la suite du IX<sup>e</sup> Inventaire de l'électrification rurale (1990-1994). Cette tendance s'explique autant par la pratique de l'exercice de l'inventaire d'électrification rurale que par l'impact de la dynamique de la demande de renforcements à laquelle s'est ajoutée la demande sociale d'esthétique des réseaux. Ce jeu simple montre le biais d'une procédure d'évaluation où les bénéficiaires d'une subvention sont chargés d'évaluer eux-mêmes leurs besoins. Le problème du régulateur consiste à mettre au point un mécanisme qui permet de révéler les coûts les plus véridiques possibles. Idéalement, ce mécanisme devrait être conçu de manière à révéler l'information au plus près des coûts. En effet, si le régulateur prend sa décision sur les déclarations des

<sup>122</sup> Cette hypothèse n'est en général pas vérifiée dans la réalité puisqu'on observe que le coût croît lorsque le nombre de clients mal alimentés décroît, à quantités d'ouvrage (stock de capital) donné.

<sup>123</sup> Il ne s'agit pas d'un profit mais d'une possibilité d'investissement supplémentaire que la collectivité utilisera par exemple en choisissant un investissement plus coûteux. Bien évidemment, il y a une perte collective bien qu'il s'agit d'une situation de passager clandestin provenant de la possibilité de tricherie sur les coûts.

collectivités sans pouvoir vérifier les coûts affichés, il prend le risque d'inciter les collectivités à annoncer systématiquement des coûts élevés même si elles ont des coûts faibles. Le régulateur doit mettre en place un mécanisme de révélation des coûts qui sont sujets à la possibilité de tricherie. Le menu de contrats vu plus haut apparaît comme une solution commode mais pose diverses difficultés pratiques. La section suivante discute les limites de l'approche théorique à l'aune de la pratique concrète du jeu de la régulation.

### **2.1.3 Des apports théoriques à la pratique du jeu de la régulation**

Les deux modèles théoriques présentés précédemment ont permis d'analyser deux aspects clefs de la relation entre le régulateur et les syndicats d'électrification rurale. Le premier est relatif à la révélation des coûts objectifs réels du point de vue du régulateur. Celui-ci est censé mesurer l'utilité des renforcements (par la fonction de surplus) ainsi que l'utilité des clients, les coûts objectifs de renforcement ainsi que les besoins de renforcements, le tout sans coût d'information. Le second modèle fait intervenir deux collectivités dont les coûts et les besoins diffèrent, ceci permet de montrer la tendance de la part des collectivités à déclarer des coûts plus élevés.

Ces analyses théoriques sont utiles pour au moins deux raisons. D'une part elles montrent dans des cadres suffisamment simples les principaux phénomènes à prendre en compte dans l'interaction entre le régulateur et les syndicats. Ensuite, elles montrent dans quelle direction le système d'allocation des aides pourrait être amélioré si on en améliore l'efficacité.

Nous menons une relecture de l'ajustement du système de répartition des aides dans la pratique en nous inspirant des apports théoriques.

L'apport de la théorie principal-agent vu précédemment consiste en la notion de menu de contrat pour la révélation véridique des coûts de renforcement. Cette solution, séduisante sur le plan théorique en raison de ses vertus révélatrices n'est que d'une faible portée pratique. En effet, l'obligation de faire des menus de contrats pour chaque collectivité est envisageable lorsque leur nombre est restreint, par contre, on voit bien que cela semble impraticable car avec 84 départements ayant un marché rural conséquent, le coût de réalisation de tels menus apparaît vraisemblablement prohibitif. Cela est d'autant plus vrai que le nombre de paramètres à prendre en compte ne se réduit pas aux seuls coûts des travaux. La construction de tels menus de contrats supposerait de recourir à un niveau d'information supplémentaire : quantités de lignes en fil nu, torsadé, souterrain, et peut-être d'autres critères. Il faut aussi

considérer les conséquences des biais de sélection des indicateurs entrant dans les menus : ceux-ci doivent être très soigneusement sélectionnés pour éviter toute distorsion de la part des collectivités. De plus, la procédure de choix des contrats par les collectivités peut aussi être biaisée, ce qui renvoie à la complexité de gestion d'un mécanisme basé sur des menus de contrats proposés aux collectivités. Cette complexité aurait pour conséquence d'allonger le cycle de répartition des aides en contrepartie d'un gain significatif en termes d'efficacité sociale de l'utilisation des aides disponibles. Le principal avantage attendu est que les collectivités choisissent les aides dans le menu le plus adapté à leurs besoins courants et la structure de leurs réseaux. Par contre, on peut s'interroger sur les coûts de transaction tant pour le FACÉ que pour les collectivités que nécessite dans la pratique une procédure basée sur des menus de contrats. Il est clair que les indicateurs employés devraient être incontestables ou mesurés avec une exactitude suffisante. Or nous avons vu les nombreuses incertitudes concrètes attachées à l'évaluation des besoins et surtout des coûts objectifs.

La procédure d'analyse en dynamique de l'évolution des besoins laisse entrevoir une utilisation utile de ces acquis théoriques. En effet, l'analyse dynamique comparée des choix des collectivités avec leurs caractéristiques permet au FACÉ de mieux affiner sa connaissance des coûts et des préférences des collectivités. Cela suggère qu'en dynamique, la répétition du jeu de répartition par menu de contrats pourrait améliorer l'efficacité du mécanisme incitatif de répartition des aides. Une des limites du modèle de menus de contrats sur le plan pratique est l'hypothèse de communication non coûteuse. Nous avons aux chapitres 1 et 2 l'importance de la procédure d'inventaire de l'électrification rurale qui est le fondement du mécanisme actuel dont nous avons montré l'absence de pouvoir incitatif. On pourrait considérer d'assortir le mécanisme d'une technologie de vérification qui existe dans les faits puisque c'est la Chambre Régionale des Comptes qui audite de manière irrégulière les syndicats.

Avant d'aborder une réinterprétation des modifications du mécanisme de répartition des aides depuis 1996, nous récapitulons plusieurs critiques des modèles vus plus haut. Une première critique est que le jeu est jouable avec deux collectivités, mais il n'est plus soluble facilement avec plusieurs dizaines de collectivités. La deuxième critique est que le nombre d'états du monde possibles est très largement supérieur à deux, même si on peut raisonnablement le restreindre en restant sur les coûts de renforcement (ou un nombre limité d'indicateurs considérés comme pertinents). Troisièmement, et compte tenu des deux critiques précédentes, on voit que les besoins d'informations pour le FACÉ peuvent s'avérer très importants.

Quatrièmement, nous restons toujours dans le même cadre statique, où le FACÉ ne prend ses décisions que sur les déclarations des collectivités, or, ce dernier est capable d'observer régulièrement, au fil des inventaires l'évolution des besoins, un contexte de jeu répété s'avère donc nécessaire. Cinquièmement, une distribution fiable des types peut s'avérer difficile à obtenir. En effet, par le passé, une première fois à la fin des années 1980, lors d'une analyse poussée des coûts de renforcement au plan national, puis une seconde fois dans les travaux de de Gouvello et Nadaud (2003) on a défini des types de départements à l'aide de méthodes statistiques<sup>124</sup>. La notion de typologie est utile pour synthétiser un corpus d'informations multidimensionnelles complexe.

Il se pose alors une question importante : si la participation des collectivités est obligatoire, pourquoi le FACÉ arrive difficilement à cerner les coûts et a freiner la dérive du système ? Plusieurs réponses sont possibles, soit l'inventaire n'est pas un mécanisme révélateur, ce qui est fort probable vu la liste des limites de notre modèle ; soit les caractéristiques du problème concret rendent très difficile la construction de vrais mécanismes révélateurs directs. Nous penchons fortement dans cette direction au vu des remarques précédentes d'autant plus qu'en définitive l'incorporation des fonds propres compliquerait encore plus le problème.

Enfin, signalons que si l'introduction de mécanismes incitatifs est séduisante du point de vue du régulateur, elle va partiellement à l'encontre du fonctionnement originel du système qui a été conçu comme un mécanisme de solidarité nationale fortement déconcentré où les syndicats ont un pouvoir de décision. Naturellement, la dérive du système implique le besoin de rationaliser la répartition des aides surtout dans un contexte d'inégalités plus fortes.

Cette rationalisation a clairement été engagée à plusieurs reprises. La première mentionnée plus haut a eu lieu vers la fin des années 1980 avec l'enquête dite « Kerno » du nom de la présidente du groupe de travail. Cette enquête visait à donner une image fidèle des coûts objectifs, de l'évaluation des besoins de renforcement et à proposer aux collectivités une méthode unifiée de calcul des besoins. Cette première rationalisation correspondait à la mise en service du système informatique de gestion des ouvrages : la GDO apparaissait alors comme l'outil idéal pour rationaliser l'évaluation des besoins et la répartition des aides. Or nous avons vu les imperfections dont elle souffre en rural, et c'est ce qui est apparu clairement dix plus tard, avec le X<sup>e</sup> Inventaire puis le rapport Ferrand-Léger (1996) qui

---

<sup>124</sup> Le problème consiste à sélectionner un jeu de variables pertinentes relativement aux caractéristiques des

montrait l'hétérogénéité des méthodes employées par les collectivités pour « tricher sur les coûts » et les besoins d'investissement de manière à maintenir des niveaux élevés de dotations. Les retombées de cette étape s'interprètent comme une seconde tentative majeure de rationaliser le système en y ajoutant une dose limitée d'incitations.

En effet, on assiste d'une part à un rapprochement des inventaires d'électrification rurale : d'une période de cinq années à une période de deux ans. Ainsi le régulateur peut suivre plus finement l'évolution des besoins et procéder à des réajustements des clefs plus fréquents qui atténuent l'effet de l'inertie d'une répartition sur cinq ans. Ensuite, on a un mécanisme de pénalisation, certes, il ne repose que sur la non consommation des aides, mais il traduit une volonté de corriger plus rapidement la dérive. Enfin, le régulateur met en place un mécanisme de correction des clefs qui permet des réajustements importants puisque les dotations peuvent évoluer dans une fourchette de +/- 20 % entre deux inventaires, ceci dans le but de limiter l'inertie mais surtout de converger vers une répartition considérée comme optimale bien qu'elle soit maintenant éloignée dans le temps (il s'agit de la répartition de 1996 calculée par Ferrand et Léger). La nouvelle procédure d'inventaire complémentaire de 1996 ne se place pas dans cette logique d'attribution en fonction des demandes, mais bien dans une logique de rationalisation : il s'agit pour le régulateur d'adopter une méthodologie de partage des dotations reposant sur des variables objectives plus facilement vérifiables, même si leur validité est sujette à controverse. En outre il s'agissait d'enclencher un processus d'ajustement des clefs de répartition en fonction des besoins objectifs mesurés. Enfin, cette nouvelle méthode s'est assortie de procédures de contrôle plus strictes. Il importe de rappeler que dans un premier temps, le régulateur propose aux collectivités une méthode uniforme d'évaluation des coûts basée mais dont les calculs sont décentralisés. Il constate d'une part une possibilité de tricherie ainsi que des difficultés d'évaluation pour certaines collectivités si bien qu'une méthode centralisée basée sur des avancements de travaux et un calcul de coûts moyens nationaux est adoptée dès 1999. Ce mouvement montre bien la volonté de limiter les biais de l'évaluation des coûts par les collectivités. De même, le mécanisme de pénalisation pour non consommation s'interprète comme une tentative d'inciter les collectivités mieux utiliser leurs dotations. On est cependant encore loin de vrais mécanismes incitatifs au sens où la théorie l'entend.

## **2.2 LA CORRECTION DES IMPERFECTIONS DE L'INFORMATION SUR LES COÛTS REELS**

L'enjeu de l'optimisation de la répartition des dotations repose très clairement sur une évaluation des besoins de renforcement en nombre de départs BT et du coût unitaire de renforcement. La forte croissance des besoins de renforcement des années 1970, alliée à la dégradation de la qualité de fourniture, motive une connaissance plus précise des coûts de l'électrification rurale. Les enquêtes nationales sur les coûts de l'électrification rurale permettent d'actualiser les données de l'inventaire et d'affiner les outils d'évaluation à l'usage des collectivités. Une tentative d'unification des méthodes d'évaluation des besoins de l'électrification rurale est initiée à la suite de l'évaluation nationale du groupe de travail « Kernoa » de 1987 qui a permis de conclure à la validité de la projection du nombre de clients mal alimentés sur une période donnée à l'aide du taux de croissance de la consommation. Les résultats sont proches de l'étude TE1243 de 1973 utilisée pour la période 1976-1980. Si au sein d'un département, les différences de coût sont faibles, entre départements les différences du coût moyen par client mal alimenté sont fortes. Cette dispersion qui était considéré comme excessive au X<sup>e</sup> inventaire a poussé le régulateur à réviser l'évaluation des coûts de renforcement par une nouvelle méthodologie.

### **2.2.1 Le contexte initial : une variabilité des coûts d'un ordre de grandeur en 1995**

Comme le note le groupe de travail du X<sup>e</sup> inventaire d'électrification rurale :

« On constate une hétérogénéité forte des coûts moyens de renforcement entre les départements et certaines conférences ont souligné qu'INVEST-BT ne prenait pas en compte de nombreux éléments qui majorent fortement les coûts de renforcement. » (Martin, 1995, p. 3).

L'auteur suggère de nommer une mission d'étude pour éclaircir cette question des coûts de renforcement. L'hétérogénéité mentionnée par le Président du Groupe de Travail apparaît clairement dans le tableau suivant.



**Tableau 41 : Variabilité des coûts unitaires de renforcement estimés  
par les conférences départementales du X<sup>e</sup> inventaire**

	Période du IX <sup>e</sup> Inventaire	Projection pour le X <sup>e</sup> Inventaire	Evolutions envisagées entre IX <sup>e</sup> et X <sup>e</sup> inventaires
Moyenne	215	301	+42,5 %
Ecart-type	96	182	+60,0 %
Coefficient de variation	0,45	0,61	1,42
Minimum	68	90	-70 kF
Maximum	586	1100	+317 kF
Médiane	192	250	+30 kF

Champ : départements métropolitains. Situation de référence : 1995.

Source : X<sup>e</sup> inventaire d'électrification rurale, Tableau n°4, 1995.

Le tableau compare les coûts déclarés aux IX<sup>e</sup> et X<sup>e</sup> inventaires avec les projections d'évolution des coûts demandées aux collectivités sur la période du X<sup>e</sup> inventaire (1990-1994). La dernière colonne du tableau donne les mêmes indications sur les écarts déclarés par les collectivités afin de mettre en évidence l'augmentation de la dispersion des coûts anticipés.

La variabilité des coûts de renforcement moyens avancés par les conférences départementales pour le X<sup>e</sup> inventaire est très importante. Le coût moyen passe de 215 kF à 301 kF, soit une augmentation moyenne de +42,5 %. La dispersion augmente encore plus sensiblement, avec un quasi doublement de l'écart-type des coûts : de 96 kF à 182 kF. Cette variabilité accrue se reflète dans le coefficient de variation qui passe de 0,45 à 0,61 et à 1,42 pour les taux d'évolution envisagés. La dispersion des minima et des maxima permet de constater une extrême variabilité dans un rapport de 1 à 12. L'importance des différences constatées, et compte tenu du rôle des coûts de renforcement dans le calcul des besoins a suscité une demande d'un inventaire complémentaire afin d'éclaircir les causes de cette variabilité.

### **2.2.2 Les objectifs de l'inventaire complémentaire de 1996**

L'objectif est la mise en place d'une nouvelle procédure de répartition des crédits en 1997 découlant de la volonté d'établir les dotations du programme principal du FACÉ sur la base des besoins de renforcement objectifs et non plus sur la base historique des dotations passées. Ce nouveau calcul des dotations en besoins de renforcement était fait à l'aide des données de la GDO d'EDF et des coûts moyens de renforcement obtenus à l'aide de la formule dite

« Ferrand-Léger ». Les dotations étaient établies à partir du nombre de départs mal alimentés (DMA) recensés par la GDO<sup>125</sup>.

Le coût des travaux de renforcement est le principal élément de controverse motivant le réajustement du calcul des dotations. L'application de la nouvelle méthode aux données du X<sup>e</sup> inventaire a permis de définir un coût moyen de renforcement qui s'établissait au plan national à 289 kF, dans une fourchette nettement plus resserrée de 170 kF à 410 kF, contre les 90 kF à 1 100 kF affichés par les conférences départementales. Le rapport de variabilité est donc de 1 à 2,4 dans l'inventaire complémentaire contre 1 à 12 pour le X<sup>e</sup> inventaire.

L'intérêt de cette approche pour le régulateur est qu'elle nécessite en entrée des données facilement disponibles à partir de la GDO d'EDF. En outre, la fourchette de variation des coûts de renforcement valide l'évaluation d'EDF selon laquelle, au niveau national, la péréquation géographique des tarifs internalise une variation du coût de la fourniture du même ordre de grandeur que celle des coûts de distribution.

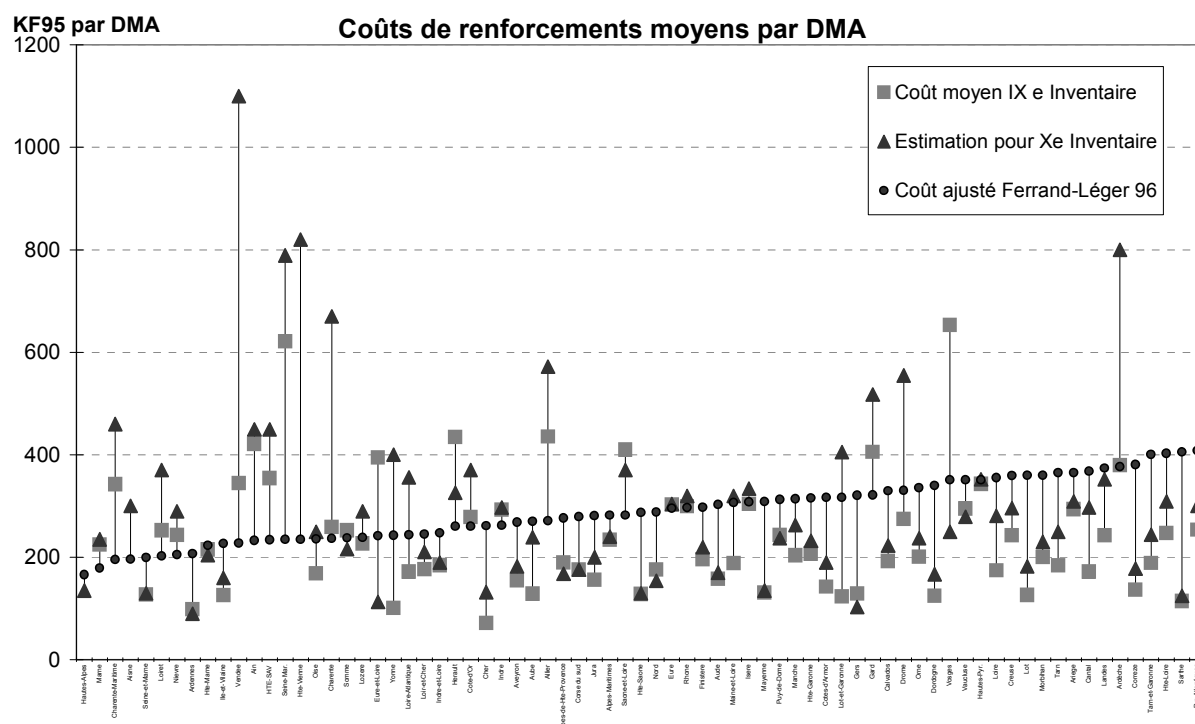
La détermination des besoins de renforcement pour une année consiste donc à utiliser ce coût de référence que multiplie le nombre de départs en contrainte constatés dans la GDO. On en déduit de nouvelles clefs de répartition départementale. Ce mode de calcul a été appliqué à partir de l'année 1997. La figure suivante montre la variabilité des estimations des coûts de renforcement entre les IX<sup>e</sup> et X<sup>e</sup> inventaires et la révision de 1996.

---

<sup>125</sup> En tenant compte de deux événements majeurs affectant la planification des réseaux de Distribution Publique en 1996 : (1) l'adoption par EDF de la méthode de planification couplée HTA/BT en mai 1996 ; (2) l'adoption de la tension européenne normalisée à 230 V avec une plage de variation admissible de +6%/-10%, en conformité avec l'arrêté de 1986.

L'application du nouveau seuil de variation de tension entraîne un accroissement mécanique des besoins de renforcement en raison de l'abaissement du seuil de chute de tension définissant la contrainte : 10% de chute de tension au lieu de 11%. Pourtant, ce constat doit être nuancé du fait d'une amélioration de la tenue de tension en amont induite par la planification couplée, mais aussi par l'existence d'un seuil d'intervention des collectivités en général supérieur au seuil officiel de 10 %.

Figure 10



source : d'après Ferrand et Léger, 1996.

La figure montre l'extrême hétérogénéité des évaluations des coûts de renforcements moyens entre 1990 et 1996. Certains départements ont très fortement accru leurs estimations de coûts de renforcement. Cependant, on remarquera que pour de nombreux départements, la méthode révisée aboutit à augmenter leurs coûts moyens de renforcement et par conséquent leurs dotations.

L'application brutale des résultats du calcul pour définir de nouvelles clefs de répartition pour l'année 1997 aurait induit une profonde modification de la distribution des dotations : des variations de plus de 50 % ne sont pas rares mais ne peuvent être appliquées. C'est pourquoi cette nouvelle méthode a été appliquée d'une manière incrémentale par le régulateur, en sorte que les variations sont contenues dans des bornes de  $\pm 10$  % en valeur entre chaque inventaire (valeur adoptée par le Comité Restreint du FACÉ en 1997).

La progressivité voulue par le Conseil du FACÉ s'explique par la volonté de ne pas causer de rupture trop brusque dans les dotations des collectivités puisque cela pourrait déséquilibrer le système de péréquation. En effet, le passage à la nouvelle norme de tension, plus sévère a induit des travaux supplémentaires, il s'agissait donc d'une période difficile pour de nombreuses collectivités, avec un accroissement mécanique des besoins de renforcement.

L'impératif d'une meilleure gestion du budget du FACÉ risquait donc d'aboutir à l'effet inverse pour les collectivités dont les dotations seraient les plus fortement réduites : on pouvait donc s'attendre à ce que ces collectivités voient leur qualité de fourniture se dégrader à la suite de l'ajustement. Le Conseil du FACÉ a donc jugé préférable d'ajuster progressivement les dotations sachant que les augmentations auraient une productivité marginale plus élevée dans les départements dont la qualité de fourniture était la plus mauvaise.

La contrepartie de cette progressivité est la grande durée de l'ajustement. En effet, avec une marge de variation de  $\pm 10\%$  par an, la DIDEME a calculé que la répartition corrigée de 1996 serait atteinte en trente ans. Il est clair qu'elle ne serait plus adaptée à cette date puisque le contexte devra avoir profondément changé, ne serait-ce sur le plan démographique mais aussi institutionnel.

En ce qui concerne l'amélioration du calcul des coûts de renforcement, il importe de mentionner que la méthode Ferrand-Léger n'a été appliquée de manière décentralisée que seulement quelques années (entre 1998 et 2000). Le Conseil du FACÉ a constaté des difficultés d'application pour certaines collectivités ainsi que des risques de tricherie encore plus importants en raison de la complexité du contrôle des informations et de la validation du calcul effectué par les collectivités. Ce biais c'était déjà manifesté avec le changement de méthode de calcul à la fin des années 1980 : les collectivités faisaient elles-mêmes ce calcul.

Le régulateur a donc préféré calculer des coûts moyennés nationalement à partir d'états d'avancement de travaux dont la formalité est instituée en 1998. Cette procédure consiste pour les collectivités à détailler les coûts et les quantités des divers éléments entrant dans leurs travaux d'électrification rurale (postes, supports, conducteurs aériens, souterrains etc.) sur la période d'un inventaire. Le FACÉ en déduit un coût national moyen qui permet de calculer les dotations après multiplication par le nombre de départs BT à renforcer. Un système de pénalités existe pour les départements qui transmettent des informations insuffisantes et ceux qui n'ont pas justifié les investissements pour des dotations antérieures, d'abord dans le délai légal de quatre ans, puis à partir de 2002, un délai de deux ans.

La tendance est donc à un durcissement des contraintes d'information pesant sur les collectivités. Ce mouvement est motivé par la nécessité de réoptimiser la répartition des dotations là où elles sont socialement les plus utiles, c'est-à-dire là où les retards accumulés

sont les plus importants. Le rapprochement des inventaires est un moyen de mieux suivre l'évolution des besoins objectifs de manière à éviter un déséquilibre trop important comme celui constaté fin 1996. C'est aussi une manière d'éviter l'inertie de la répartition des dotations et de contrôler la tricherie sur les coûts. Le rapprochement des inventaires permet aussi d'éviter les exagérations sur les estimations des besoins puisque les dotations ne sont plus figées sur 5 ans mais sont calculées sur deux ans et sont ajustables d'année en année. Par contre, la modification constante des éléments demandés lors des inventaires fait que les signaux objectifs sont encore imparfaits. Le système de pénalisation permet de surmonter partiellement ces imperfections. Les pénalités reposent sur les arriérés de consommation des aides donc leur pouvoir incitatif est vraisemblablement faible mais non nul puisque les syndicats concernés sont forcés de reverser les aides non consommées aux bout de plusieurs années.

Les règles de répartition des aides sont les suivantes. En ce qui concerne les travaux d'extension et de renforcement, le Conseil du FACÉ répartit entre les départements l'enveloppe des aides au prorata du coût de résorption des départs mal alimentés, selon la formule théorique suivante (Tranche A/B) :

Dotation Théorique = longueur DMAx(% aérien x coût km aérien + % souterrain x coût km souterrain) + nombre DMA x 1/3 x (40 % coût poste cabine + 60 % coût poste poteau)

Pour les travaux d'environnement (Tranche C) :

Dotation Théorique = 50 % x dotation de l'année (t-1) + 37 % x kilométrage de lignes BT aériennes + 13 % x montant du financement des travaux d'environnement sur fonds propres des collectivités

Les données qui alimentent ces formules proviennent des inventaires d'électrification rurale effectués tous les deux ans. En sus de ces formules, les règles suivantes s'appliquent depuis 2002 : (1) limitation à +/- 15 % des variations des dotations départementales d'une année sur l'autre, (2) application d'une pénalité de 5 % sur les dotations A/B et C pour les départements ayant globalement un stock de dotations non consommées de plus de deux ans.

La dotation théorique recouvre des calculs normatifs reposant sur la base des informations des conférences départementales éventuellement corrigées par le Conseil du FACÉ à partir des états d'avancement de travaux. En ce qui concerne la formule des dotations de la tranche A/B,

ses coefficients reposent sur les évaluations de l'évaluation Ferrand-Léger dont l'un des points faibles est l'hypothèse d'un tiers du coût ramené au DMA composé pour 40 % de postes souterrains et de 60 % de postes aériens, elle-même reposant sur une hypothèse ramenée à la longueur des départs à renforcer (de Gouvello et Nadaud, 2003). Pour la tranche C, la moitié repose sur les dotations de l'année précédente, le tiers sur le pourcentage de lignes aériennes et enfin 13 % sur les efforts des collectivités en termes d'investissements souterrains.

L'effet incitatif de ces formules est limité pour les deux dotations. Pour la dotation de la tranche A/B, il n'y a aucune indexation sur l'effort des collectivités sur leurs fonds propres, ceci s'explique par le fait que les investissements sur fonds propres sont encore plus hétérogènes que les coûts moyens. Le FACÉ se cale sur des coûts normatifs évalués sur la base des résultats de Ferrand et Léger (1996), qui semble-t-il évoluent lentement. Toutefois, ces évaluations sont encore très imparfaites, les coûts de renforcement moyens sont encore méconnus, même lorsque l'on incorpore les progrès effectués depuis les années 80 (de Gouvello et Nadaud, 2003), la difficulté reste celle de l'observation de coûts objectifs bien définis par département, seul des audits précis pourraient donner une idée de ces coûts. La formule d'attribution de la tranche C est encore plus imparfaite puisqu'elle rémunère les départements qui ont les plus grosses dotations et ceux qui ont le plus de lignes aériennes, tandis que la part des investissements sur fonds propres est très faible. Il est clair qu'une telle répartition est caractérisée par une grande inertie tout en créant une incitation potentiellement perverse qui serait de laisser perdurer certains réseaux aériens afin de maintenir le niveau des dotations de la tranche C.

Nous avons pu remarquer l'importance des données d'EDF dans l'ensemble du processus de régulation : de l'inventaire d'électrification rurale jusqu'au calcul des coûts pour la répartition des dotations. La dernière section fait le point sur ces questions.

### **3    *L'interaction entre les syndicats d'électrification et l'exploitant***

La séparation institutionnelle des investissements sur les réseaux de distribution publique entre concédant et concessionnaire est la source des possibilités de dissimulation d'informations entre les acteurs. Les syndicats dans l'exercice du pouvoir concédant doivent exercer un contrôle sur les activités du concessionnaire, c'est-à-dire EDF dans 95 % des cas. Cette activité peut être séparée en deux parties distinctes : la première est le suivi de l'activité

d'entretien du réseau par le concessionnaire, la seconde est le contrôle de la conformité des travaux dans le cadre de la concession. On trouve des opportunités de dissimulation de l'information dans chacune de ces activités. Les relations entre syndicats et EDF sont principalement centrées sur la répartition et le contrôle des investissements en situation d'asymétrie d'information. La structure d'incitation est la suivante. Le syndicat établit son programme de travaux en fonction de critères objectifs et d'informations transmises par le concessionnaire qui exploite le réseau de distribution et qui est par ailleurs producteur et vendeur d'électricité, il a donc besoin d'un réseau de qualité pour augmenter ses ventes. Le syndicat contrôle la conformité des travaux et en principe, la conformité de l'entretien du réseau au cahier des charges. Le cadre analytique que nous utilisons par la suite consiste à prendre en considération chaque type de difficultés informationnelles et à analyser les principales conséquences de ces imperfections selon qu'elles relèvent de l'imperfection de la structure d'information, de l'aléa moral (actions cachées) ou de l'antisélection (information cachée). Une fois ces différents points examinés pour l'investisseur et l'exploitant, nous décrivons leurs objectifs et leurs contraintes. On supposera que l'exploitant est EDF afin de simplifier l'exposé.

### **3.1 LES ASYMETRIES D'INFORMATION ENTRE INVESTISSEUR ET EXPLOITANT**

Les sources de distorsions dans les relations entre syndicats et EDF sont relatives à la gestion du réseau, au partage de l'information sur les ouvrages en concession et à la programmation des travaux. Les différentes études de cas permettent d'énumérer les principales causes rencontrées reproduites dans le tableau suivant.

**Tableau 42 : Causes de distorsions des relations entre syndicats et EDF**

Libellé	Description
Equilibrage des phases	Sur les réseaux triphasés l'équilibrage des phases n'est presque jamais réalisé bien qu'il soit stipulé dans le cahier des charges que ce doit bien être le cas
Placement des clients en heures creuses	Lorsqu'un départ BT compte peu de clients ou que tous les clients ont les heures creuses, les appels de puissance simultanés peuvent générer des contraintes qui seront reversées sur les travaux d'électrification rurale
Absence de coordination entre pratiques commerciales et planification des réseaux	Comme l'électrification rurale est du ressort des collectivités et que le gestionnaire de réseau n'a pas d'influence sur la politique commerciale, les deux problématiques sont déconnectées si bien que des actions commerciales peuvent avoir une incidence forte sur les besoins d'investissement ; typiquement : passage de clients en monophasé sur des réseaux triphasés.
Disponibilité des données GDO	Il s'agit des problèmes liés à l'importance de ces données pour le syndicat alors qu'elles sont la propriété d'EDF.
Précision des données GDO	Cela recouvre l'exactitude de l'état du réseau décrit dans la GDO sachant que des erreurs d'enregistrement ou des retards de mises à jours ont une incidence directe sur les résultats des calculs d'état électrique
Validité des traitements BAGHEERA	Lié au point précédent mais aussi à l'exactitude des informations sur les clients ; la perception de la validité des résultats dépend des spécificités propres des réseaux considérés ce qui conditionne le choix d'un seuil de versement des départs dans les programmes de travaux
Qualification des travaux relevant d'EDF	Le partage des responsabilités entre EDF et syndicats trace une limite très stricte des obligations de chaque acteur. Dans les travaux d'électrification rurale, les « déplacements d'ouvrages » qui relèvent d'EDF peuvent se trouver reversés en renforcements.
Question du renouvellement des réseaux	Une des questions les plus difficiles et les plus controversées entre collectivités et EDF. Comme indiqué dans le chapitre 1, EDF doit renouveler les réseaux en fin de durée de vie. La qualification du renouvellement est délicate car il est d'autant plus facile de le reverser en renforcement que ces derniers sont nombreux. La croissance des usages thermiques a permis d'anticiper sur le renouvellement des ouvrages.
Agrégation des ouvrages en concession	Les ouvrages mis en concession sont placés dans un compte spécial du bilan d'EDF. La pratique de ce dernier est de n'enregistrer ces valeurs que sur le territoire des concessions, sans distinction entre régime urbain et rural. Comme il faut bien plus d'ouvrages par client rural, les syndicats d'électrification rurale estiment ne pas être suffisamment informés sur la valeur de leur patrimoine. A cela s'ajoute le passage à une nouvelle méthode comptable en 1997 qui a été particulièrement contestée par les collectivités concédantes.
Conflits de choix techniques	C'est la discordance provenant de critères de décision différents, autrement dit l'approche politique du syndicat et l'approche technicienne du gestionnaire de réseau. La plupart du temps, il s'agit de conflits sur l'usage de technologies aériennes ou souterraines et de question de sécurité de la fourniture.
Difficulté de qualifier les contraintes	La vérification de l'existence des contraintes n'est pas systématique dans tous les départements. La plupart du temps les programmes de travaux sont élaborés sur calculs GDO. Ce n'est que lorsque des doutes sur les résultats surgissent que les contraintes sont validées par des mesures. Toutefois, les mesures sont coûteuses.

Ce tableau montre les quelques formes de distorsion informationnelles dans les relations entre l'exploitant et le maître d'ouvrage. C'est encore plus vrai lorsque l'exploitant est un ELD car généralement ces derniers n'ont pas d'équivalent du système GDO d'EDF. De plus ces différentes imperfections ont des conséquences différentes sur les comportements de ces agents.



### 3.2 LE COMPORTEMENT DU MAÎTRE D'OUVRAGE

Le maître d'ouvrage distingue l'exercice de son rôle d'autorité concédante de la programmation des travaux d'électrification rurale. Considérons ces deux fonctions tour à tour.

#### 3.2.1 L'exercice de l'autorité concédante

Cette fonction consiste à vérifier la conformité des actions du concessionnaire aux obligations qu'il a souscrites dans le cahier des charges. Plusieurs points du tableau entrent dans cette catégorie :

**a) Action cachée :** équilibrage des phases, placement des clients en heures creuses, qualification des travaux incombant à EDF ;

L'équilibrage des phases et le placement des heures creuses sont des actions facilement dissimulables car le syndicat ne peut surveiller directement les agents d'exploitation dans leur travail quotidien. Cet état de fait peut avoir de lourdes conséquences sur les besoins de renforcement : des réseaux mieux équilibrés pourraient éviter d'être renforcés, mais le coût de cette opération est très élevé pour l'exploitant puisqu'elle suppose des interventions fréquentes chez les clients (coûts en main d'œuvre et en déplacements). Le concessionnaire est dès lors fortement incité à transférer ces coûts en besoins de renforcement qui seront subventionnés par le FACÉ. Le placement des heures creuses des clients relève de la même logique du point de vue du maître d'ouvrage mais pas pour l'exploitant, comme nous le verrons plus loin. La qualification des travaux incombant à EDF est un souci constant surtout pour les petites structures syndicales ; cela consiste à veiller à ce que dans un chantier d'électrification rurale, les déplacements d'ouvrages qui sont à la charge du concessionnaire sont bien réalisés par celui-ci à ses frais. Les besoins de renouvellement des réseaux relèvent aussi d'une logique très similaire.

**b) Information cachée :** l'évaluation des besoins de renouvellement, l'agrégation du patrimoine urbain et rural de la concession.

Ce sont deux aspects très étroitement liés, ce qui justifie leur regroupement dans cette catégorie. L'évaluation des besoins de renouvellement est une question délicate qui forme un point de conflit récurrent entre syndicats et exploitant. Ici deux aspects se combinent : premièrement, la qualification des contraintes puisque le renouvellement ne s'applique qu'en

cas de vétusté en dehors de toute contrainte. C'est justement la difficulté de qualifier des réseaux vétustes<sup>126</sup>. L'exploitant est donc incité à ce que les réseaux vétustes soient renforcés prématurément tandis que le maître d'ouvrage préfère que les réseaux vétustes soient remplacés par l'exploitant. Parfois, ce soucis entre en conflit avec la stratégie de certains syndicats primaires qui souhaitent garder des réseaux aériens en fil nu de manière à conserver un niveau élevé de dotations du FACÉ<sup>127</sup>. Le problème de l'agrégation du patrimoine des concessions est étroitement lié à celui du renouvellement. La loi oblige l'exploitant à fournir un état comptable des ouvrages concédés, par contre, elle ne force nullement ce dernier à détailler la valeur du patrimoine concédé selon le régime d'électrification, ce qui rend très difficile l'appréciation du patrimoine des collectivités rurales. L'exploitant dégage une réserve par la valorisation des ouvrages concédés, de plus en dissimulant la vétusté dans un ensemble plus vaste, il devient plus aisé de transférer des charges aux collectivités rurales.

### **3.2.2 la programmation des travaux**

La gestion des travaux d'électrification rurale souffre aussi d'un certain nombre d'imperfections. La chaîne de traitement des contraintes comporte à la fois des imperfections de la structure d'information, des possibilités d'aléa moral et d'antisélection.

**a) Imperfections de l'information :** disponibilité des données GDO ; validité des traitements BAGHEERA ;

Les procédures de planification des travaux diffèrent notablement entre départements, toutefois, le plus souvent, les travaux sont réalisés sur la base des extraits de la GDO. La disponibilité de la base de données est volontairement restreinte dans la plupart des cas par EDF. Alors qu'elle serait indispensable pour les collectivités la restriction d'accès s'explique par l'exclusivité de la propriété d'EDF. Pratiquement rien n'est prévu dans le cahier des charges sur la mise à disposition des données de la GDO. Au mieux, des conventions sont passées entre EDF et Syndicats pour un partage conjoint de ces données dans certaines limites<sup>128</sup>. La validité des traitements BAGHEERA (et plus largement des outils de

---

<sup>126</sup> A la limite, tous les réseaux en fil nus pourraient être considérés comme tels, mais alors les besoins de renouvellement seraient gigantesques pour EDF.

<sup>127</sup> Une configuration souvent rencontrée dans les structures hybrides où le syndicat départemental ne détient pas la maîtrise d'ouvrage des travaux, cas de l'Oise et plus encore de la Dordogne (de Gouvello et Nadaud, 2003). Soulignons enfin que les règles d'attribution des dotations de la tranche C prennent en compte les longueurs de réseaux en fils nus.

<sup>128</sup> L'exploitant voit l'utilisation des données GDO par les syndicats comme une ingérence dans son activité de gestionnaire de réseau.

planification des réseaux d'EDF), se range aussi dans cette catégorie puisque les grandes lignes de la méthode de calcul sont bien connues des acteurs. BAGHEERA étant une maquette de la réalité (un modèle) elle doit être vue comme une représentation approchée de celle-ci, sous réserve que la GDO soit correctement mise à jour. En règle général, plus la densité du réseau est faible, et plus le nombre de clients est important, plus la GDO donnera des résultats erronés.

**b) Information cachée :** précision des données GDO, difficulté de qualifier les contraintes

Ces deux aspects de l'information cachée dans la programmation des travaux sont parmi les plus importants, ceci d'autant plus lorsque les travaux sont établis sur la base des simulations d'état du réseau. La précision des données GDO recouvre les contraintes de mise à jour des données du réseau BT. Cet aspect est d'autant plus critique que le réseau rural est atypique puisque l'absence de foisonnement entre clients entraîne des écarts systématique pouvant soit masquer des contraintes réelles, soit en créer de fictives. La parade la plus efficace dans ce cas là est de mieux qualifier les contraintes. Pour cela deux possibilités sont offertes, soit faire des mesures systématiques, et donc travailler soit sur des plainte de clients ou bien sur des sites repérés par la GDO mais validés par des mesures, soit prendre un seuil de chute de tension indiqué par GDO plus élevé que la norme technique. Les mesures systématiques, bien que coûteuses sont le meilleur moyen d'éviter de faire des travaux inutiles. La surveillance des mises à jour de la base de donnée GDO bien que nécessaire n'est en général pas réalisable facilement puisqu'à l'initiative d'EDF seul.

### **3.3 LE COMPORTEMENT DE L'EXPLOITANT**

Nous considérons ici le comportement de l'exploitant sous l'angle de quatre points les plus importants dans les relations avec les maîtres d'ouvrages, à savoir l'équilibrage des phases, la validité des mises à jour de la GDO, l'exactitude des calculs BAGHEERA et le problème de la qualification des contraintes.

L'équilibrage des phases est une fonction normalement entièrement à la charge de l'exploitant qui doit en principe veiller à ce que sur des réseaux triphasés les clients et leurs charges soient correctement réparties. Cependant, avec le développement d'usages thermiques ou sensibles aux variations de tension, cette opération devient de plus en plus complexe à réaliser ce qui a plusieurs conséquences. Premièrement, l'expansion des besoins d'électrification rurale concomitante à la diffusion des usages thermiques et sensibles fait que l'exploitant tend à

négliger l'équilibrage des phases puisque des travaux de renforcement subventionnés peuvent s'y substituer. Deuxièmement, l'optimisation des travaux du point de vue des syndicats implique pour ces derniers de maintenir des réseaux triphasés qui sont beaucoup plus résistants aux chutes de tension à charge égale, pourvu justement que les clients soient bien répartis sur le réseau. Enfin, la logique d'action des syndicats entre directement en conflit avec celle de l'exploitant, notamment EDF qui a toujours encouragé le développement de réseaux triphasés dans l'intérêt du client qui n'est pas toujours celui du syndicat (Morsel et al., 1987). La qualification des contraintes est une opération coûteuse et sujette à controverse car les données issues de mesures nécessitent une interprétation complexe. De plus, les mesures ne sont pas toujours faites dans des conditions idéales même lorsqu'elles sont réalisées par EDF. Seuls de grands syndicats ont des compétences techniques suffisantes et disposent d'appareils propres à qualifier les contraintes par eux-mêmes.

### **3.4 LES DIFFÉRENCES DE COMPORTEMENTS ENTRE MAÎTRE D'OUVRAGE ET EXPLOITANT**

Les points évoqués ci-dessus permettent de mieux cerner les différences entre objectifs de l'exploitant et du maître d'ouvrage. Ces divergences apparaissent par le biais des différentes controverses et leurs dispositifs de résolution.

L'objectif de l'exploitant consiste en premier lieu à optimiser au moindre coût le fonctionnement du réseau. Le champ de cette optimisation s'étend au-delà du régime d'électrification rurale, et nous devons distinguer deux aspects qui expliquent les conflits éventuels avec les maîtres d'ouvrages. Premièrement, les contraintes techniques en amont de la BT induisent des choix techniques qui peuvent entrer en conflit avec ceux des syndicats ; deuxièmement, les travaux en BT ont une incidence sur les réseaux en amont. L'exploitant est donc incité à minimiser l'impact de ces interactions en terme de coûts, c'est-à-dire à minimiser l'incidence des travaux d'électrification rurale sur ces propres coûts d'exploitation. Cet objectif manifeste sur le plan de l'entretien du réseau BT et sur les travaux d'électrification rurale proprement dits. Les travaux d'électrification rurale : lorsque l'exploitant intervient dans la programmation des travaux, notamment quand les syndicats le chargent de présenter des listes de travaux sur données GDO, il est incité à proposer les solutions techniques qui minimisent directement l'impact des travaux d'électrification rurale sur ses propres coûts. De plus, il peut jouer sur la nature des ouvrages qui entrent dans les travaux d'électrification rurale. Le renouvellement ou le déplacement des ouvrages sont

parfois si problématiques pour certains syndicats que ceux-ci doivent créer des structures de surveillance propres.

Les syndicats doivent réaliser leurs travaux selon des objectifs techniques et politiques tout vérifiant la conformité au cahier des charges des actions de l'exploitant. Les objectifs des syndicats sont d'ordre politique, ce qui tend à faire diverger les choix techniques de ceux de l'exploitant. Les contraintes financières sont en outre très différentes de celles de l'exploitant puisque les travaux sont aidés par le FACÉ.

#### **4 Conclusion**

Dans ce chapitre on s'est appuyé sur des ébauches de modèles théoriques pour comparer le fonctionnement du régime d'électrification rurale aux inférences théoriques. Les résultats normatifs que nous pouvons tirer de ces modèles permettent d'apporter un éclairage explicatif sur les comportements dans le régime d'électrification rurale et leurs écarts relativement aux principes de l'efficacité économique.

Le syndicat vu comme offreur d'un service collectif est supposé agir comme un agent public bienveillant, sa maximisation de l'utilité collective conduit à égaliser les rapports des utilités marginales aux coûts marginaux de l'offre de ce service. Mais la nature politique de l'offre de service d'électrification rurale fait que les intérêts locaux portés par les élus membres des syndicats éloignent très largement les comportements réels de ces principes normatifs. D'une formalisation plus réaliste du comportements de syndicats soumis à des contraintes différentes et ayant le choix de partager leur budget entre les travaux de renforcement, de souterrain et d'extension des réseaux, on montre que la nature des contraintes mais aussi leur sévérité conduit à distinguer quatre comportements types.

L'analyse des interactions entre le FACÉ et les syndicats que nous avons stylisée par une relation entre un régulateur que nous assimilons au Conseil du FACÉ et les départements cherche à optimiser la répartition des dotations départementales. Dans un jeu simple d'interaction entre le FACÉ et deux syndicats, l'équilibre avec information parfaite aboutit à maximiser l'utilité collective du transfert de manière parfaite. Si par contre, on introduit une asymétrie d'information sur les coûts de renforcements, le jeu conduit à une surdéclaration. Le problème du régulateur est donc un problème de révélation d'informations par les collectivités pour les amener à déclarer de manière véridique leurs coûts. La solution consiste à proposer une subvention attractive aux collectivités dont les coûts sont faibles de manière à

éviter les surdéclarations lorsque les coûts diffèrent. Ensuite, on a examiné un jeu répété avec pénalisation qui s'avère plus efficace que l'incitation précédente. La confrontation à l'expérience montre bien comment la recherche d'une information de meilleure qualité pour une évaluation plus précise des coûts a conduit le régulateur à durcir les contraintes informationnelles pesant sur les collectivités par l'ajustement des clefs de répartition dès 1997. Ceci correspond bien au choix du régulateur qui a préféré se garantir des risques de tricherie sur les coûts en calculant un coût moyen national sur la base des informations détaillées soumises par les collectivités. D'autres voies auraient pu être évoquées, comme par exemple la compétition comparative ou l'égalisation des taux d'effort par la péréquation dans la tradition de la littérature sur le fédéralisme fiscal (Oates, 1991).

Enfin dans l'interaction entre syndicat et exploitant du réseau, les principales asymétries d'information qui ont été traitées d'une manière plus descriptive conduisent à des inefficacités sur la question du partage des travaux, de l'entretien des réseaux, mais aussi à celle des besoins de renouvellement par rapport à une situation où investisseur et exploitant seraient uniques.



## **Chapitre 5 :**

### **L'amélioration du calcul économique MDE en régime d'allocation bureaucratique des investissements d'électrification rurale**

« Mais pour que ces efforts soient de niveau suffisant, il est probable que l'État et les collectivités concédantes auront à prendre des initiatives afin d'éviter que soit freinée la nette amélioration esthétique que viennent de connaître nos réseaux ces dernières années, et en particulier la mise en souterrain »  
Michel Lapeyre, Colloque de la FNCCR de 2000.

#### **Introduction**

L'examen au chapitre précédent des régimes d'incitation entre les trois principaux acteurs que sont les syndicats, le FACÉ et le distributeur amène à questionner la pratique actuelle de l'évaluation économique des projets de MDE sur réseaux ruraux et la structure d'incitation de ces différents acteurs. Ce chapitre aborde cette question dans une double perspective : premièrement, l'amélioration du calcul économique et de l'évaluation des effets de ces projets sur les différents acteurs afin d'intégrer la MDE dans leurs décisions ; deuxièmement, la création d'incitations à la réalisation de ces projets.

La démarche que nous employons repose sur une comparaison entre la pratique actuelle du calcul économique dans la tranche MDE du FACÉ avec les leçons de l'expérience américaine du DSM. Pour ce faire, nous procédons en deux temps. Une première section présente une critique du bilan économique préconisé par les pouvoirs publics sur le plan de sa pertinence économique. Puis des arguments économiques sont présentés pour l'adoption d'un bilan plus pertinent sur le plan social et donc susceptible de mieux représenter les modifications de l'allocation des ressources des projets de MDE sur les réseaux ruraux. La seconde section propose d'assortir à ce bilan économique élargi des mécanismes incitatifs pour les collectivités. Les mécanismes d'incitation à la MDE s'inspirent de l'expérience américaine des schémas d'incitation au DSM mis en place par les régulateurs régionaux. On élabore différentes formules de rémunération adaptées aux catégories de programmes, en fonction des contraintes d'information et des coûts d'évaluation des programmes.

La relecture de ces mécanismes nous donne plusieurs pistes dans le contexte français. Nous discutons en particulier une proposition qui consiste à lier toute augmentation des dotations de la tranche environnement du FACÉ à une obligation de réalisation de projets de MDE. Les contraintes d'information et de mise en œuvre sont discutées avant de conclure le chapitre.



## 1 Les limites du calcul économique de projets MDE

Le bilan économique des projets de MDE se fonde sur la circulaire du 6 mars 1995 qui préconise d'adopter le point de vue du maître d'ouvrage. A priori, une telle approche est cohérente puisque les syndicats d'électrification rurale sont maîtres d'ouvrage et que les projets de MDE constituent une alternative aux renforcements du réseau.

### 1.1 LE BILAN MDE DU POINT DE VUE DU MAÎTRE D'OUVRAGE

L'annexe financière des projets de MDE impose un modèle unique de bilan économique qui se place dans l'optique du maître d'ouvrage de l'électrification rurale, le syndicat porteur du projet. Ce bilan économique doit être dûment rempli sur les dossiers de demande d'aides au titre de la tranche ENR/MDE du FACÉ. Le bilan économique du maître d'ouvrage se compose des éléments suivants :

- $I_r$  : le coût d'investissement du renforcement évité ;
- $r$  : le taux d'actualisation, pris égal au taux du plan (soit 8 % en termes réels) ;
- $\Delta TLE$  : la somme des recettes des taxes locales sur l'électricité perdues pour le maître d'ouvrage ;
- $I_{mde}$  : le coût d'investissement des mesures de MDE pour le maître d'ouvrage, éventuellement net des participations des clients.

On suppose que le renforcement est reporté  $T$  année, cette période est déterminée par l'évolution des puissances appelées en pointe. Au terme de ces  $T$  années, le renforcement prévu initialement sera fait. Plus un renforcement est différé dans le futur, plus le gain en terme d'économie d'investissement pour le maître d'ouvrage sera important. On peut donc définir le bénéfice de report du renforcement pour le maître d'ouvrage comme la différence du gain en investissement et du coût des actions de MDE :

$$B_{MDE} = G_{MDE} - C_{MDE}$$

Avec  $G_{MDE} = I_r - \frac{I_r}{(1+r)^T} = I_r \times \left[ 1 - \frac{1}{(1+r)^T} \right]$  est la gain actualisé de report du renforcement.

Et  $C_{MDE} = I_{MDE} + \sum_{t=1}^T \frac{\Delta TLE_t}{(1+r)^t}$  est le coût total actualisé de la partie MDE du projet sur la période de report du renforcement.

Un projet est acceptable si  $B_{MDE} \geq 0$ , autrement dit, si la différence entre la valeur de report du renforcement nette du coût des actions de MDE est positive. On peut éventuellement durcir ce critère de décision, par exemple en imposant que le rapport du bénéfice MDE sur le coût du renforcement reporté, soit  $B_{MDE} / I_r \geq s_0$  un seuil de rentabilité minimale donné. C'est cette voie que le FACÉ a finalement préconisé suite à la tendance des collectivités à proposer des bilans économiques proches de zéro. Le FACÉ exige que la MDE procure un gain économique « significatif » en pourcentage du coût de renforcement évité sans toutefois préciser une exigence de rentabilité minimale bien que dans ses préconisations le FACÉ laisse accroire que ce seuil pourrait se situer à environ 15 % du coût du renforcement reporté.

Le bilan économique du maître d'ouvrage est calculé individuellement pour chaque projet. Lorsque les projets de MDE concernent quelques départs bien identifiés (optique micro), chacun d'eux est évalué individuellement par le FACÉ. En ce qui concerne les projets de grande envergure (optique macro), on additionne les gains individuels pour calculer un bilan global.

Cette optique d'évaluation économique nous paraît restrictive car trop polarisée sur le seul maître d'ouvrage. La principale critique que l'on peut adresser à cette approche est son caractère paradoxal : on se limite à évaluer un bilan du point de vue d'un agent public, le syndicat, dont la vocation est d'organiser un service collectif. On s'attend donc à ce qu'il intègre la valeur sociale de ses décisions dans ses critères de décision. Selon nous, ce biais résulte essentiellement de l'insertion d'une logique de calcul économique dans un jeu où il se pratique de manière indirecte et opaque, c'est-à-dire dans les logiciels de calcul réseau d'EDF. Les syndicats raisonnent selon une logique patrimoniale imposée par la comptabilité publique. Etant donné que seul le syndicat fait le choix entre renforcement et MDE, il a été jugé suffisant de ne retenir que son point de vue sur le plan économique. L'expérience américaine du DSM montre que ce type d'approche est généralement erronée.

## **1.2 LES LIMITES DE L'APPROCHE DU MAÎTRE D'OUVRAGE**

Le bilan du maître d'ouvrage néglige les bénéfices et les coûts économiquement pertinents pour les autres participants. La conséquence de cette omission est que l'allocation finale des ressources après MDE peut se révéler meilleure pour le syndicat (ce qui est le but recherché) mais inférieure sur le plan de la société dans son ensemble.

Nous discutons ici l'un des obstacles les plus importants et qui touche tous les projets mais plus particulièrement les projets de type macro.

Le cadre institutionnel du régime d'électrification rurale impose des règles très précises pour le versement des aides, dont notamment :

- l'obligation de toucher un départ en contrainte ;
- l'interdiction d'utiliser des fonds publics pour des usages privés ;
- l'interdiction pour EDF et les syndicats de financer des investissements « après compteur » ;
- l'absence de remboursement pour les collectivités de la TVA sur des investissements dont les bénéficiaires sont des personnes privées.

Ces quatre restrictions ont fortement influé sur la forme des solutions privilégiées par les acteurs de la MDE sur les réseaux ruraux. Au cours du cycle d'apprentissage imposé par les décisions du FACÉ, les acteurs ont tenté de contourner les différents obstacles de deux manières différentes. La première consiste à choisir les options techniques qui échappent à ces restrictions. Ceci revient à renouveler la pratique du gestionnaire de réseau plutôt qu'à optimiser les appels de charge des clients. En clair, il s'agit de dispositifs techniques tels que des transformateurs triphasé/monophasé ou des adaptateurs de tension<sup>129</sup> placés en amont du client, c'est-à-dire avant son compteur, une option technique légère, non intrusive, efficace d'autant plus attractive qu'elle réalisable tant par l'exploitant que par le syndicat. Ceci explique l'intérêt des collectivités et des distributeurs pour ce type de solution qui est toujours considéré comme de la MDE, étant donné que c'est une alternative au renforcement. La seconde manière consiste à contourner les difficultés par le biais d'organisations hybrides spécifiques à un projet de MDE et dans lesquelles plusieurs acteurs s'unissent pour l'élaboration du projet tout en ayant la possibilité de financer les actions directement chez les clients. Ce mode d'organisation est celui des projets macro dans lesquels les maîtres d'ouvrages prennent en charge les investissements de MDE sur les départs en contrainte tandis qu'un consortium composé de l'ADEME et d'EDF finance des équipements sur les départs en précontrainte. Cette structure permet en outre d'étendre les options techniques envisageables, puisque l'ADEME n'est pas soumise aux mêmes contraintes juridiques que les

---

<sup>129</sup> Ces deux dispositifs ont été validés par l'ADEME et EDF au sein des volets MDE des différents accords cadres des deux établissements. Cf. Lexique de l'annexe 1.

maîtres d'ouvrages ou EDF : le financement d'actions en aval du compteur de type DSM sur les courbes de charges devient envisageable.

Le cadre institutionnel a donc induit une forme d'innovation organisationnelle chez les acteurs de la MDE mais au prix de constructions complexes plus difficiles à coordonner. En tout état de causes nous voyons bien que les bilans économiques doivent être élargis lorsque l'on considère de telles structures.

### **1.3 LA QUESTION DU TAUX D'ACTUALISATION**

La question du taux d'actualisation est cruciale étant donné qu'il détermine l'écart entre le potentiel technique et le potentiel économiquement récupérable. Le taux utilisé est celui du plan fixé pour l'évaluation des investissements de production dans le secteur électrique. Le bilan des maîtres d'ouvrages est donc actualisé au taux de 8 %. Ce taux est uniforme pour tous les maîtres d'ouvrages, il constitue donc une référence qui permet d'harmoniser la méthode d'évaluation. Cette homogénéisation favorise l'apprentissage d'un langage commun entre les acteurs. Ce même taux est employé par EDF dans ses logiciels de calcul des investissements de réseaux. Cependant, nous avons vu la pluralité de stratégies des maîtres d'ouvrages, l'importance des contraintes de rationnement qui signifient, qu'en principe, le taux d'actualisation devrait s'approcher du coût d'opportunité du capital pour les maîtres d'ouvrages. Les taux d'actualisation devraient varier selon les maîtres d'ouvrages notamment en fonction du coût d'opportunité des investissements évités. La théorie nous suggère qu'au lieu d'un taux d'actualisation unique (celui de la nation), le taux pertinent pour les maîtres d'ouvrages ruraux serait d'intégrer les coût de collecte des fonds publics, une préférence pure pour le présent et un coût d'opportunité du capital. L'application de ce principe est une solution peu réaliste dans le court terme mais dont nous pouvons discuter certaines implications.

- (1) Le calcul économique pour la solution réseau est peu transparent, puisqu'il est implicite, effectué dans les logiciels d'EDF aux procédures normalisées. La procédure est bien documentée (Persoz, 1983). Elle consiste à comparer plusieurs stratégies de renforcement sur un horizon paramétré dans le logiciel, et dont les bénéfices et les coûts sont actualisés au taux de 8 %. L'ingénieur réseau retiendra le scénario dont le coût actualisé est le plus faible. Comme le coût de référence pour la solution MDE est celui du renforcement évité, la comparaison de la solution MDE et de la solution classique du renforcement n'est pas faussée, ce qui ne serait pas le cas avec deux taux différents, un pour le maître d'ouvrage

(représentant le coût d'opportunité du capital pour ce dernier) et celui d'EDF (représentant le coût d'opportunité du capital pour la collectivité). Ceci viole la cohérence du calcul établi par EDF qui se fait sur le taux du plan en raison de sa place d'opérateur historique intégré.

(2) Pourtant il est utile de comparer les taux des différents intervenants car ils indiquent les marges de manoeuvre en terme de gain d'efficacité collective. Le taux des clients est nettement supérieur à celui des autres acteurs (EDF et syndicats). On pourra le comparer au taux implicite corrigeant ce biais, et enfin aux taux des autres acteurs (Jaffe et Stavins, 1994a). Ces différents taux devront être comparés aux taux d'actualisation social qui devrait être appliqué dans le cadre des politiques publiques de MDE.

(3) Admettre un taux variable constitue une entorse au principe d'un calcul économique public national reflété par le taux du plan.

Enfin, rappelons que l'hypothèse d'existence d'un taux d'actualisation social repose sur celle de l'optimalité des taux d'épargne et d'investissement sur le sentier de croissance. Une condition qui n'est pratiquement jamais réalisée dans la réalité. Ceci pose problème puisque l'investissement en capital du projet en cours, non seulement déplace d'autres projets qui auraient pu être réalisés, mais qu'en outre il acquière une valeur sociale supérieure à l'usage d'un montant monétaire équivalent.

#### **1.4 L'INTERET D'UN BILAN ELARGI POUR LES PROJETS MACRO**

L'approche du point de vue unique du maître d'ouvrage est limitée au regard du critère d'optimum collectif pour plusieurs raisons :

- (1) la polarisation sur le maître d'ouvrage oublie des coûts et des avantages sociaux ;
- (2) on suppose qu'il y a neutralité des choix du consommateur et neutralité entre renforcement et MDE ;
- (3) on suppose que la MDE est neutre pour le distributeur, ce qui n'est pas forcément le cas : dans certains cas, celle-ci peut augmenter les coûts de maintenance des réseaux qui sont à la charge de l'exploitant puisque pérenniser le report du renforcement nécessite une surveillance plus poussée de l'état du réseau. La MDE peut donc se traduire par un transfert partiel de coûts supportés par le maître d'ouvrage en cas de

renforcement vers l'exploitant dans le cas de la MDE, mais tout en conservant un bilan socialement positif qu'il faudrait du reste vérifier.

La méthode du FACÉ est de comparer un investissement maintenant au même investissement différé auquel on ajoute le coût pour le maître d'ouvrage des mesures de MDE. Le temps de report est déterminé de manière normative, et fixé le plus souvent à cinq ans, ce qui correspond à l'optique de moyen terme des maîtres d'ouvrage<sup>130</sup>.

Cette méthode est adaptée dans le cas de l'optique micro où les projets sont effectivement indépendants. Par contre, dans un projet de type macro, on ne peut considérer les départs traités en MDE isolément. Par conséquent, on doit s'attendre à ce que les temps de report des renforcements varient sur un grand ensemble de départs traités en MDE, sauf à décréter un report normatif de 5 ans pour tous les départs BT ou encore un temps de report moyen qu'il faudra justifier.

Pour traiter l'évaluation de projet macro, il faudrait mettre en œuvre une méthode d'évaluation qui tienne compte de variabilité des temps de report sur un grand nombre de départs BT traités en MDE. C'est une hypothèse beaucoup plus réaliste qu'un temps report uniforme pour tous les départs BT mais difficile à évaluer ex-ante<sup>131</sup>. Ce problème pose deux difficultés. La première est de disposer d'une distribution des durées de report des renforcements. La seconde est de représenter l'évolution de cette distribution au cours du temps. Ces deux difficultés sont liées aux biais associés à l'évaluation ex-ante des potentiels. Supposons ces difficultés surmontées<sup>132</sup>.

En tout état de cause, si on admet que les temps de report sont variables, il est clair que la valeur totale des gains MDE sur tous les départs BT sera inférieure au cas où les temps de reports sont uniques. Formellement, si on note  $G_{MDE,i,t}$  le gain de report du renforcement  $i$  reporté de  $t$  années, et  $G_{MDE,T}$  celui des reports d'une durée unique de  $T$  année, on a :

$$\sum_{i=1}^n G_{MDE,i,t} \leq \sum_{i=1}^n G_{MDE,T} = n \cdot G_{MDE,T}$$

<sup>130</sup> Rappelons qu'avant 1998, les inventaires de l'électrification rurale étaient effectués tous les cinq ans. La force de certains schémas mentaux est telle que les acteurs de l'électrification rurale, notamment le FACÉ, considèrent que cinq années constituent une durée de report raisonnable, voire parfois minimale.

<sup>131</sup> On pourrait toutefois se baser sur l'analyse des trajectoires des contraintes BT sur une zone ou un département sur une période assez longue pour en déduire une distribution a priori.

<sup>132</sup> Ceci serait envisageable avec l'intégration d'une possibilité de traitements de MDE macro dans le logiciel BAGHEERA d'EDF. Cela consisterait à simuler divers scénarii de MDE macro.

Cette équation signifie que pour les  $n$  départs en contrainte du projet macro, la somme des gains avec des temps de reports variables est inférieure à la somme des gains avec un temps de report unique.

Le bilan économique est défini comme la somme des gains des reports d'investissement pour toutes les durées de reports considérées sur l'ensemble des départs BT, soit  $T = 0, 1, 2, \dots, T_{\max}$ , où  $T_{\max}$  désigne le temps de report le plus long parmi tous les départs considérés. Noter que certains renforcements peuvent ne pas être reportés (d'où  $T = 0$ ), si bien qu'un projet MDE représenterait dans ce cas une perte économique.

Pour calculer le bilan économique avec des temps de reports variables, on procède en additionnant les coûts d'anticipation du renforcement actualisés sur leur durée de report. Le coût d'anticipation est une notion développée par EDF dans sa pratique du calcul économique de développement des réseaux. Le coût d'anticipation est égal à la différence entre la valeur d'un investissement aujourd'hui et sa valeur actuelle dans un an, soit avec notre notation :

$I_r - \frac{I_r}{1+r}$ . Cette valeur mesure le coût de la réalisation aujourd'hui d'un investissement qui était prévu dans un an mais, cette expression mesure aussi, par symétrie, la valeur du différé d'un an de l'investissement, c'est-à-dire le terme  $G_{\text{MDE}}$  avec  $T = 1$  an. Cette observation nous permet d'explicitier notre méthode de calcul des gains de reports d'investissement. Considérons un départ BT dont le renforcement est reporté de  $t$  années, avec  $T < 5$ .

D'une année sur l'autre, on économise le coût d'anticipation, soit :

$$\forall t = 0, \dots, T \quad G_{\text{MDE},t} = I_r - \frac{I_r}{1+r}$$

Il faut cependant actualiser cette somme des coûts d'anticipation d'année en année. On a donc, pour une unité monétaire investie l'expression suivante :

$$\sum_{t=1}^T \left(1 - \frac{1}{1+r}\right) \cdot \frac{1}{(1+r)^{t-1}} = \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+r)^{t-1}} - \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+r)^t} = 1 + \sum_{t=2}^T \frac{1}{(1+r)^{t-1}} - \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+r)^t} = 1 - \frac{1}{(1+r)^T}$$

Cette formule démontre que la méthode des incréments actualisés est bien équivalente à celle du temps de report unique. Ainsi, il suffit d'actualiser les flux de coûts d'anticipation sur la durée de vie des projets pour obtenir leur gain de report exact. Cela montre que la méthode de

valorisation incrémentale est non seulement juste mais certainement plus exacte dans sa valorisation des bénéfices sociaux du report.

Elle est plus exacte car elle prend en compte le fait que la MDE peut être efficace un nombre limité d'années alors que dans le cas d'un temps de report normatif unique, on néglige les gains apportés par les reports plus courts : il y a donc sous-estimation des gains réels. Par exemple, sur une durée normative typique de cinq ans on ne valorise pas les gains d'investissements procurés par des investissements de MDE durant de 1 à 4 ans.

Cette méthode repose donc sur une valorisation de l'ensemble des gains d'investissement sur l'horizon retenu : on définit la valeur de report à partir des gains incrémentaux d'année en année. On doit distinguer les départs en contrainte à l'année 0 des départs en précontrainte car la valorisation sera alors différente en valeur actuelle.

Le problème de la valorisation du report de la précontrainte est plus délicat, c'est en fait un arbitrage politique de la part du maître d'ouvrage. Un report de l'apparition d'une contrainte mérite d'être valorisé mais, un renforcement ne saurait être éligible aux aides du FACÉ en l'absence d'une contrainte avérée. Ceci signifie que cette situation qui a une certaine valeur pour le maître d'ouvrage et aussi pour le distributeur ne saurait être prise en compte par le FACÉ. L'application stricte de la logique du FACÉ suppose alors de négliger ces situations. Dès lors, plusieurs solutions sont envisageables :

- 1) appliquer la logique du FACÉ de manière stricte, et donc ne pas imputer le report de la précontrainte dans le futur ;
- 2) valoriser le report des précontraintes tout comme le report des contraintes à partir de la date initiale, c'est-à-dire que si un départ en précontrainte à l'année 0 passe en contrainte à l'année  $t$  au lieu de l'année  $t-2$  par exemple, on valorise le report comme si le départ avait été en contrainte ;
- 3) Valoriser partiellement le report de la date de passage de la précontrainte à la contrainte procuré par la MDE, en pondérant cette valeur de report par un coefficient inférieur à 1 que l'on se fixe, ce qui revient à considérer que l'on attribue moins de valeur au gain de la MDE procuré par le report du passage en contrainte.



En tout état de cause, compte tenu de ce problème, il est nécessaire de séparer les contraintes toujours éligibles aux aides du FACÉ des précontraintes dont le passage en contrainte est reporté par la MDE. Ceci revient à présenter l'évaluation économique en deux parties, l'une dans l'optique stricte du FACÉ et l'autre dans l'optique plus large qui consiste à valoriser les reports d'apparition des contraintes. Une telle décomposition fait apparaître de manière transparente les gains en investissement générés par la MDE de manière préventive, c'est-à-dire sur des départs en précontrainte. On peut ainsi les comparer avec les gains générés par le report des renforcements des départs en contrainte, éligibles aux aides du FACÉ.

## **2     *Un bilan économique élargi pour les projets MDE***

Un bilan élargi qui intègre l'ensemble des coûts et des bénéfices incombant à chacun des agents permet d'apprécier l'effet de la MDE sur l'allocation des ressources entre l'ensemble des agents.

### **2.1 UN BILAN ÉCONOMIQUE MAÎTRE D'OUVRAGE-CONSOMMATEUR-DISTRIBUTEUR**

Le cadre d'analyse coût bénéfice proposé est plus général puisqu'il considère les trois principaux acteurs que sont le maître d'ouvrage, le distributeur et les clients. Ce cadre plus large avait été proposé lors de l'élaboration du fonctionnement de la tranche ENR-MDE du FACÉ. Mais seule l'optique du maître d'ouvrage a été retenue par les pouvoirs publics.

Le tableau suivant présente un bilan élargi (déduit de Gouvello et Colombier, 1995) que nous allons détailler. Pour chacun des acteurs, sont représentés les coûts et les bénéfices alternatifs dans le cas d'un renforcement classique et dans le cas de la MDE.

**Tableau 43 : Bilan économique élargi entre renforcement et MDE.**

	Maître d'ouvrage		Client		Distributeur	
Solution	Dépenses	Recettes	Dépenses	Recettes	Dépenses	Recettes
Renforcement (A)	Investissement de Renforcement Valeur résiduelle des ouvrages déposés	<i>Variation de TLE</i> <i>Variation de redevances réseau</i>		Valorisation de la qualité de fourniture rétablie	<i>Variation du coût de fourniture</i> <i>Variation des frais de maintenance ligne BT</i> <i>Variation des investissements sur réseaux MT et BT</i>	<i>Variation de la Facture HT</i>
MDE (B)	Investissement de MDE <i>Investement de Renforcement différé</i> Incitations aux clients <i>Perte de TLE</i>	<i>Valeur du report de l'investissement de renforcement différé</i> <i>Variation de TLE</i> <i>Variation de redevances</i>	Participation du consommateur Valeur résiduelle des équipements Remplacés	<i>Variation de la Facture BT</i> $\Delta TLE$ Valeur des équipements de MDE Valorisation de la qualité de fourniture rétablie	<i>Variation des frais de maintenance ligne BT</i> <i>Perte recettes BT</i> Investissements de MDE du distributeur	<i>Variation des investissements sur réseaux MT et BT</i>
Bilan économique	[Recettes(MDE)-Dépenses(MDE)] - [Recettes(Renfo) - Dépenses (Renfo)]					

Source : Colombier, de Gouvello, 1995.

*Les éléments en gras représentent des quantités en valeur actualisée.*

Ce bilan économique est défini pour chaque acteur comme la différence des bilans économiques du renforcement différé et du projet alternatif de MDE et du renforcement initial. La consolidation du bilan par élargissement à l'ensemble des acteurs représente le bilan global d'efficacité sociale du projet de MDE considéré. La décision de réaliser le projet de MDE sera prise si ce bilan social est positif. Noter que le bilan du maître d'ouvrage doit être positif puisque ce dernier est le porteur du projet de MDE dont l'objectif est de lui faire dégager des économies d'investissement.

### 2.1.1 Le cas du renforcement

#### a) Le maître d'ouvrage

Le maître d'ouvrage considère comme un coût celui du renforcement net de la valeur résiduelle des ouvrages déposés ou celui de l'extension BT qu'il doit réaliser dans son programme. Si la consommation croît, le maître d'ouvrage peut espérer voir le produit des taxes locales sur l'électricité augmenter et inversement si la consommation décroît.

De même, en fonction des programmes de travaux, de nouvelles redevances peuvent s'ajouter dans le bilan du maître d'ouvrage. Ces gains en redevances dépendent largement de l'effort du

maître d'ouvrage sur ses fonds propres. Comme ils interviennent avec un décalage de deux ans, leur montant est en principe relativement prévisible.

## **b) Le client**

Dans le cas du renforcement le client a pour recette la valeur du rétablissement des écarts de tension, en d'autres termes, c'est une valorisation du dommage supprimé. En toute rigueur dans ce cas précis, la valeur sociale du surplus procuré par l'effacement de la contrainte devrait être imputée au client. Toute la difficulté tient à la valorisation de cette utilité. Implicitement, on suppose que cette valorisation est partiellement réalisée dans l'investissement de renforcement. Cette supposition est partiellement vraie : les critères de décision d'investir d'EDF incluent une évaluation des pertes dues à l'imperfection de tension. L'encart suivant présente la méthode de valorisation des écarts de tension employée par EDF.

### **Encart 8 : La méthode du $\%^2\text{kWh}$**

La valorisation des écarts de tension est entrée progressivement dans le calcul économique du coût de développement des réseaux BT. Le calcul économique d'EDF prend en compte pour chaque stratégie de développement du réseau le coût d'investissement, les pertes techniques et la valorisation de la chute de tension.

Cette valorisation repose sur l'hypothèse selon laquelle le préjudice causé au client G est nul tant que l'écart de tension en pourcentage C ne dépasse pas un seuil S. Au-delà de ce seuil le dommage est supposé proportionnel au carré de l'écart de tension, à la puissance affectée par cet écart et la durée de la gêne en heures, soit :

$$G = (X - S)^2 \cdot P \cdot H$$

G s'exprime en  $(\%)^2 \text{kWh}$ , cette unité traduit l'intensité totale de la gêne pour le client. Une valeur économique par unité de G est imputée aux différentes catégories de clients en fonction de leur sensibilité aux écarts de tension. La valorisation monétaire de la gêne est donnée par l'équation suivante :

$$D_i = a_i G$$

Pour chaque catégorie i de client le dommage  $D_i$  est égal à la gêne en  $(\%)^2 \text{kWh}$  que multiplie un coefficient économique  $a_i$  croissant selon la sensibilité du client aux chutes de tension. Cette valorisation économique représente la perte de surplus occasionnée par la gêne, et inversement le gain en surplus lorsque la gêne est supprimée par le renforcement ou la MDE.

Noter que pour EDF, la valorisation de l'écart de tension est un coût qui est intégré dans le financement du réseau et pour le client, c'est un gain lorsque les chutes de tensions sont levées.

Ajoutons enfin que se pose la question de l'équivalence entre renforcement et MDE sur le plan de la valorisation de l'écart de tension. Au premier abord on pourrait considérer que les deux solutions sont symétriques, toutefois cela ne semble pas toujours satisfaisant. En effet, parfois, la solution de MDE impose des contraintes que l'on souhaitera minimales pour le client, dans ce cas, il semble acceptable de valoriser le gain de surplus MDE à un niveau moindre que dans le cas du renforcement, soit :

$$D_i (\text{MDE}) = \theta D_i (\text{renforcement}) \text{ avec } 0 < \theta < 1$$

La détermination des coefficients  $\theta$  représente une dernière difficulté puisque le cas  $\theta = 1$  correspond à la symétrie parfaite entre solution MDE et renforcement.

Par contre ce calcul n'est plus neutre lorsque le maître d'ouvrage utilise des pondérations implicites différenciées de la valorisation du surplus des consommateurs ; c'est manifestement le cas lorsque le maître d'ouvrage privilégie certains projets plutôt que d'autres notamment du point de vue de leurs retombées économiques. Or ces pondérations sont difficilement imputables individuellement à chaque client.

### **c) Le distributeur**

Le renforcement induit pour le distributeur une imputation des charges d'entretien et d'amortissement relatives aux nouveaux ouvrages. Le maître d'ouvrage, donc le syndicat finance l'investissement mais, c'est EDF qui en assure l'amortissement dans ses comptes de concession, en principe jusqu'à la fin du contrat de concession. Un renforcement, ajoutant de nouveaux ouvrages dans le patrimoine concédé implique donc de nouvelles charges d'amortissement pour EDF qui sont dépendantes de la nature des ouvrages. Le syndicat paye la partie des investissements MT (lignes MT et postes) induites pour les besoins d'un renforcement BT.

Le renforcement peut aussi avoir une incidence directe dans les coûts d'achats internes de kWh BT, en raison de l'accroissement de la consommation, somme des coûts de production et de transport de la consommation supplémentaire à son entrée dans le réseau de distribution.

A ce stade, nous nous plaçons au niveau d'un centre de distribution, ceci implique que l'incidence des renforcements BT (et de leur partie MT) ne se fera sentir que sur les achats d'énergie mais sur les investissements de réseau HT que nous supposerons à la charge de la division du transport. Une augmentation de capacité du réseau BT, suite à un renforcement ou plus généralement suite à une extension du réseau, induit pour le distributeur des investissements à l'interface des réseaux amont. Nous retiendrons ici les coûts pertinents pour un centre de distribution, c'est-à-dire du poste source de transformation HT/MT au poste MT/BT des maîtres d'ouvrages ruraux.

En ce qui concerne les recettes, le renforcement permet un accroissement des consommations, mais sa fiabilité a aussi une incidence en amont et sur les coûts d'entretien du réseau de distribution publique dans son ensemble.

Les coûts du distributeur s'écrivent :

$C_{EDF}$  = Dépenses en capital + Entretien du réseau BT + Coûts de transformation MT + achats d'électricité HT + charges d'amortissement des réseaux concédés

$R_{EDF}$  = variation des ventes BT + Economies de fais de maintenances en MT + Economies de fiabilité MT et BT

La différence entre les deux termes est difficile à estimer pour des projets isolés. Elle devra être estimée sur l'ensemble d'un projet macro ou sur des zones bien délimitées sur lesquelles le distributeur peut plus facilement mesurer les charges et les recettes. Les termes qui ne peuvent être mesurés avec suffisamment de fiabilité pourront être négligés.

### **2.1.2 Cas du projet de MDE**

#### **a) Cas du maître d'ouvrage**

Les incitations à la participation des clients sont un coût pour le maître d'ouvrage.

Le maître d'ouvrage est supposé réaliser les projets de MDE en alternative au renforcement. Dès lors il doit financer les équipements et autres frais du projet pourvu que ces dépenses soient dans le champ de l'éligibilité aux aides du FACÉ.

On considère que les projet de MDE permettent de différer des investissements à une date ultérieure, ce qui, par le jeu de l'actualisation génère un gain en valeur actuelle. On impute au maître d'ouvrage le différé actualisé des investissements reportés.

En recettes on a les participations des clients au coût du programme, qui peuvent prendre des formes multiples. Ces participations prennent le plus souvent la forme du paiement d'une part du coût d'achat des appareils performants confiés aux clients, le reste étant pris en charge par la collectivité.

En dépenses, on considère la perte de recettes en taxe locale induite par la baisse de la consommation par rapport au cas du renforcement. Ces pertes de TLE sont actualisées sur la durée du projet.

### **b) Le consommateur**

Les coûts du consommateur sont : le montant des participations versées par les consommateurs ; la valeur résiduelle des équipements remplacés cédés au maître d'ouvrage en échange des équipements performants de MDE.

Les bénéfices du consommateur comprennent : la variation de sa facture d'achat de kWh (avec taxes) que l'on supposera moindre après MDE, dont la baisse de la TLE et la valeur (taxes comprises) des équipements performants cédés au consommateur.

### **c) Le distributeur**

Les coûts supportés par le distributeur dans le cas de la MDE sont de deux ordres :

- l'accroissement des charges actualisées d'entretien d'une ligne non renforcée par la MDE ; ceci reflète le surcoût de surveillance que nécessite un réseau non renforcé pour vérifier que la MDE est efficace : équilibrage de phases, mesures de tension, visites aux clients ;
- les pertes de recettes BT (hors taxes) dues aux économies réalisées par les clients.

A partir d'une certaine taille de projets de MDE, les effets en amont du réseau BT deviennent significatifs, on peut les classer en deux éléments de recettes :

- le gain en facture d'achat HT au niveau du centre EDF ;
- Comme nous nous sommes placés au niveau du centre EDF nous ne retenons que les investissements en MT et gains sur les frais d'entretien du réseau<sup>133</sup>. Ces bénéfices représentent la valorisation des investissements retardés par les actions de MDE ;
- le gain en frais d'entretien à la charge du distributeur sur les réseaux en amont de la BT.

---

<sup>133</sup> Une régie ou un autre DNN pourrait être amené à prendre en compte les gains sur ses investissements de capacité en amont : MT, HT, postes sources. Pour un centre EDF seule la part MT des investissements compte, le reste est à la charge du RTE (Réseau de Transport d'Électricité) .

### **2.1.3 L'intérêt d'un bilan élargi**

La description du partage des coûts et des bénéfices escomptés d'un projet de MDE fournit un cadre général dont la fonction est de situer les coûts et les bénéfices pour chacun des participants, par rapport à un projet de renforcement.

L'usage d'un tel bilan dans le processus de décision est souhaitable en ce qui concerne les projets de type macro en raison de la séparation entre parts relevant du FACÉ et hors FACÉ, afin de refléter les bénéfices pour chaque acteur au titre de la tranche MDE. Les équipements installés sur des départs en contrainte sont éligibles à une aide du FACÉ. Les autres équipements sont financés soit sur les fonds propres du maître d'ouvrage, soit selon un partage entre le maître d'ouvrage, l'ADEME, EDF et éventuellement d'autres collectivités (département, région) selon la nature de l'opération effectuée.

Les difficultés de localisation des avantages demeurent nombreuses. L'envergure du projet affectera la précision du bilan du distributeur au niveau des effets de l'impact sur sa courbe de charge. De même, la prise en compte des effets induits sur l'économie locale qui concerne le maître d'ouvrage mériteraient une clarification car s'ils peuvent affecter l'activité des entreprises qui exécutent les travaux de renforcement traditionnels (externalités pécuniaires négatives) cet effet sera atténué par : (1) la formation de nouvelles activités liées à la réalisation et au financement des programmes de MDE ; (2) la mobilisation de ressources locales nouvelles dans le domaine des choix énergétiques.

Ensuite, le bilan en termes de coûts sociaux peut être trop déséquilibré, voire négatif pour certains acteurs et affecter la décision finale. L'essentiel des dépenses d'investissement concerne le maître d'ouvrage puisque ce sont ses programmes d'investissement sur les réseaux qui doivent être modifiés avec les projets de MDE. On peut donc s'attendre à ce que les coûts des autres acteurs soient du second ordre devant ceux du maître d'ouvrage.

Si l'on estime que l'effet de la MDE sur les programmes de planification des ouvrages d'EDF n'est pas négligeable, un programme qui affecte sensiblement la pointe d'un centre ou d'un poste source aura un impact significatif pour EDF, en sorte que le projet de MDE du maître d'ouvrage dégage un gain significatif pour le distributeur alors que ce dernier ne contribue pas ou peu au projet.

Le programme de décalage des chauffe-eau de la régie de la Vienne, le montre bien puisque son effet a été d'écarter la pointe de la régie de 11 %, réduisant ainsi le besoin d'investissement d'environ 20 MF ainsi que les dépenses d'achat d'électricité en HT. Malgré le manque d'évaluation économique ex-post de cette action unique en France, plusieurs enseignements s'en dégagent quant à la répartition des effets entre acteurs. On rappellera d'abord que la taille du projet pour arriver aux résultats est importante : pas moins de 20 000 décaleurs de chauffe-eau ont été posés, ce qui représente un taux de participation de l'ordre de 20 % des clients de la régie de la Vienne. Pour les clients, la pose du décaleur était gratuite : seul leur accord était demandé et aucune incitation monétaire n'a été proposée pour la pose du relais décaleur. La Régie de la Vienne annonçait aux clients qu'ils feraient une économie de quelques dizaines de kWh par an sur leur facteur estimant que c'était une incitation suffisante pour participer. Le taux de réponses positives s'est pourtant élevé à environ 60 % des clients contactés dans le cadre de ce programme. On identifie trois effets :

- (1) le gain mis en avant sur les factures des clients s'est révélé un peu plus élevé entre 100 et 200 kWh par an, soit un impact de quelques dizaines à quelques centaines de francs par an ;
- (2) un gain de dépenses d'achat de kWh en HT, d'abonnement et de facturation des dépassements de puissance en pointe ;
- (3) des effets positifs sur les contraintes de tension ont été mesurés a posteriori, mais les économies d'investissement sur les réseaux BT de la régie n'ont pas été chiffrées puisque sa motivation principale était la facturation HT.

Le cas isolé de la régie de la Vienne montre qu'un opérateur d'envergure peut être motivé pour entreprendre un projet de MDE sans évaluation économique approfondie avec de bons résultats sur la base d'évaluations techniques. Cet acteur est cependant particulier car il est acheteur d'électricité HT, ses contraintes économiques au niveau de la tarification ont été suffisamment fortes pour tenter une action chez les clients simple à réaliser et peu coûteuse mais garantissant un écrêtement significatif de la pointe du soir. En comparaison, les motivations d'un centre de distribution EDF avec un marché rural significatif ne sont pas comparables compte tenu du manque de bilan autonome au sens de l'entreprise nationale. De même, les motivations d'un syndicat d'électrification rurale sont tout autres puisqu'il ne voit



pas ces effets, et c'est une des raisons qui nous induisent à penser que le système des incitations doit être redéfini.

### **3 La correction des incitations à la MDE**

Nous abordons ici la question de la recomposition des incitations à l'efficacité énergétique sur le potentiel économiquement souhaitable. Cette question est abordée en deux temps. Le premier temps est consacré au retour sur l'expérience américaine qui nous livre une littérature sur le sujet de la correction des incitations. Dans le second temps, nous nous appuyons sur cette littérature pour en déduire des voies de réformes des modes d'incitation à la MDE sur les réseaux ruraux en France.

#### **3.1 DE L'INTÉRÊT D'INCITATIONS AU DSM DANS L'EXPÉRIENCE AMÉRICAINE**

Le modèle de la régulation sur le taux de rendement s'oppose a priori au DSM dans le sens où les économies d'énergie impliquent une baisse des ventes et par conséquent une baisse du taux de rendement du capital en limitant les perspectives de ventes par rapport aux investissements antérieurs en production et en réseaux (Soft et Gilbert, 1994). Comme les tarifs régulés au « coût historique » sont supérieurs au coût marginal de court terme<sup>134</sup>, chaque kWh économisé représente une perte de revenu. Ainsi, le cadre de la régulation en « cost plus » n'incite pas les entreprises à poursuivre des programmes d'efficacité énergétique.

Le système de régulation doit inclure des mécanismes incitatifs susceptibles de permettre l'exploitation des potentiels d'économie d'électricité économiquement et socialement souhaitables, c'est-à-dire dont les bénéfices collectifs anticipés sont supérieurs aux coûts. Il faut pour cela que les compagnies soient incitées à définir et réaliser ces programmes. C'est pourquoi des schémas de rémunération incitative ont été proposés.

#### **3.2 TYPOLOGIE DES MÉCANISMES D'INCITATION AU DSM**

Les mécanismes incitatifs par la correction de la réglementation en cost-plus consistent en une règle de détermination d'un remboursement incitatif des coûts du programme (coûts directs et coût d'opportunité) assortie d'une procédure de recouvrement de ce paiement (Stoft et Gilbert, 1994). Les mécanismes les plus courants sont au nombre de trois : la prise en compte des dépenses dans le calcul tarifaire, le bonus et le partage des gains.

---

<sup>134</sup> Il est aussi supérieur au coût marginal de long terme en cas de progrès technique élevé, comme c'est le cas pour l'apparition des turbines à gaz.

### 3.2.1 La majoration de la base tarifaire par les dépenses de DSM

Dans ce type de schéma les entreprises assurent 100 % des dépenses sans participation financière des clients. L'entreprise est rémunérée en proportion de ses dépenses de DSM qui sont plafonnées à un montant maximal. Elle est autorisée à récupérer sur ses clients une majoration de ses dépenses par celle des dépenses du programme de DSM engagées. Ce type de mécanisme est employé le plus souvent pour les programmes dont les bénéfices sociaux sont difficiles à mesurer (programmes d'information sur l'efficacité énergétique, aides aux clients précaires). Le principal inconvénient de ce schéma est qu'en raison des difficultés de mesure des impacts, la rémunération ne repose que sur un volume de dépense, sans obligation de résultat mesurable. Le mécanisme de majoration s'écrit :

$$\text{Majoration : } I = \lambda P - \Phi$$

avec  $I$  le montant incitatif,  $\lambda$  un taux d'incitation qui est appliqué aux effets du projet DSM, ici représentés par  $P$ , le coût total du programme DSM ; noter que le coût du programme ne comprend pas uniquement les coûts supportés par l'entreprise mais aussi ceux du régulateur et les dépenses d'équipement des clients participants. Le coefficient  $\Phi$  est un terme fixe de pénalisation, c'est-à-dire un montant d'investissement minimal que le régulateur fixe à l'entreprise avant de lui verser une incitation positive. Cette pénalité a pour principale fonction de déconnecter le taux d'incitation  $\lambda$  du paiement incitatif  $I$  de manière à induire un effort minimal à l'entreprise<sup>135</sup>. L'existence de cette zone de pénalité entraîne qu'en cas de résultats insuffisants c'est l'entreprise qui doit effectuer un paiement au régulateur. Le régulateur peut choisir de fixer  $\Phi = 0$  mais ceci affaiblit le caractère incitatif des mécanismes.

### 3.2.2 Le mécanisme de bonus

Ce mécanisme rémunère l'entreprise sur les économies d'énergie et de capacité en pointe. Ce qui nécessite une mesure des économies qui peut être basée sur des estimations d'ingénieur ex-ante, des mesures a posteriori ou les deux. Les coûts du programme sont partagés entre participants. Le principal défaut de ce mécanisme est qu'il ignore des bénéfices sociaux hors économies d'énergie. Un second inconvénient est que la maximisation des économies d'énergie peut finalement ne plus correspondre avec un optimum social en mobilisant le potentiel de coût supérieur aux économies de coût en production et en réseau, auxquelles

---

<sup>135</sup> Si les économies réalisées sont inférieures à ce terme l'entreprise doit déboursier. Ceci évite de voir percevoir quand le versement  $I$  quelque soit le montant des kWh économisés.

s'ajoutent les coûts environnementaux évités. Avec les mêmes notations que précédemment le versement incitatif I du mécanisme de bonus s'écrit :

$$\text{Bonus :} \quad I = \lambda E - \Phi$$

Le terme E mesure le montant des économies d'énergie en développement c'est-à-dire en incluant les coûts de capacité.

### 3.2.3 Le mécanisme de partage des économies

Ce mécanisme rémunère l'entreprise sur le bénéfice social net du programme de DSM, en rémunérant le capital engagé au taux de 15 %. Il faut une estimation du coût social net du programme, ce dernier dépendant des éléments de coût retranchés de la valeur des économies d'énergie réalisées : participation des clients, coûts des externalités. Les dépenses de DSM sont toujours plafonnées à un montant maximal de même que le paiement incitatif. Le versement incitatif I du mécanisme de partage. Le mécanisme de partage des économies s'écrit :

$$\text{Partage :} \quad I = \lambda (a E - S) - \Phi$$

Ce schéma repose sur la rémunération des coûts évités de l'énergie économisée, représentée par le terme  $a E$  et une estimation des coûts sociaux du projet, S. La valorisation des économies d'énergie donnée par le produit de E, les kWh économisés et a, leur coût évité égal au coût marginal en développement du kWh. Le terme S représente les coûts sociaux du projet, c'est-à-dire y compris les dépenses des participants (clients ou tiers) qui peuvent différer du coût du projet supporté par l'entreprise, c'est-à-dire le terme P qui apparaît dans le mécanisme de majoration.

Le mécanisme de partage des économies de coût repose sur un bilan social et non pas seulement sur le bilan de l'entreprise. Cela incite l'entreprise à valoriser les options dont les coûts sociaux sont les plus faibles, en somme à prendre les mesures les plus efficaces socialement. La principale difficulté est d'évaluer les bénéfices sociaux si bien que ce mécanisme est adapté aux cas où les bénéfices peuvent être mesurés.

Pour chacun des mécanismes, le régulateur fixe un plafond pour les dépenses totales admissibles en DSM ainsi que pour le versement incitatif, cela se signifie que P et I ne peuvent dépasser des valeurs  $P_{\max}$  et  $I_{\max}$ . En d'autres termes, le régulateur fixe une taille limite aux actions de DSM à entreprendre.

### 3.2.4 La comptabilisation des coûts et des bénéfices

Les mécanismes incitatifs peuvent reposer sur plusieurs représentations des coûts et des bénéfices. La nature des programmes permet une estimation plus ou moins aisée de ces coûts et de ces bénéfices. Il est possible de distinguer trois cas, soit les bénéfices ne sont pas observables, soit ils peuvent être estimés, soit ils peuvent être vérifiés ex-post. Il en va de même pour les coûts.

Le bénéfice net représente la valeur sociale des économies d'énergie. Seuls les projets dont le bénéfice net est positif devront être entrepris. La définition du bénéfice net inclut de nombreux composants qui posent de difficiles problèmes de mesures. Le bénéfice de l'action de DSM est égal à la valeur de l'énergie économisée.

Les coûts sociaux de l'action de DSM sont égaux à la somme des coûts supportés par l'entreprise, les clients participants, le régulateur et les transferts implicites des clients non participants. Ces coûts comprennent les dépenses réelles de l'entreprise et des clients participants pour l'équipement, le matériel, le travail et les frais administratifs du programme. Une seconde forme de coûts sociaux difficiles à évaluer comprend l'effort des managers, la désutilité du consommateur pour leur participation au programme et pour la mise en œuvre des mesures elles-mêmes, si celles-ci imposent de contraintes de comportement et enfin, les possibles inefficacités causées par des prix plus élevés. Si les subventions croisées provenant des non participants sont aisées à calculer, leur incidence sur les bénéfices sociaux est plus difficile à évaluer. Ces transferts d'un groupe vers un autre ne réduisent pas l'allocation disponible, ils ne représentent donc pas de vrais coûts sociaux. Leurs conséquences sont essentiellement distributives puisqu'ils tendent à réduire l'efficacité économique en distordant la base tarifaire. Les divers coûts peuvent s'écrire :

$$S = C_U + C_P + C_R + C_{NP}$$

où S, le coût social du programme,  $C_U$  le coût du programme pour l'entreprise,  $C_P$  le coût des clients participants,  $C_R$  le coût du régulateur et  $C_{NP}$  le coût des clients non participants. Le terme S entre explicitement dans la formule de partage des gains d'efficacité collective. Nous donnerons plus loin une définition de ces coûts dans le contexte de la MDE sur réseaux ruraux.

Le coût total du programme P est égal à la somme des coûts de l'entreprise, des clients et du régulateur soit :

$$S = C_U + C_P + C_R$$

### **a) Les pratiques de comptabilisation des coûts**

L'article de Stoft et Gilbert (1994) donne un aperçu des pratiques d'évaluation des coûts et des bénéfices pour plusieurs projets dotés d'un mécanisme d'incitation. Nous discutons plus particulièrement deux aspects délicats à évaluer : la désutilité des consommateurs et les transferts des non participants.

- **Les dépenses de l'entreprise**

Les coûts de l'entreprise doivent inclure les sommes avancées pour la réalisation du programme ce qui comprend : le coût des équipements efficaces, le travail, les incitations aux consommateurs et les coûts d'évaluation et de gestion du programme.

- **Les transferts et les coûts des clients participants**

La variabilité des pratiques de comptabilisation des transferts aux clients et de leurs coûts conduit à distinguer ces deux aspects. L'inclusion des transferts aux consommateurs revient à minorer les bénéfices sociaux des programmes tandis que l'exclusion des coûts supportés directement par les consommateurs surévaluent manifestement les bénéfices des programmes. Bien que les transferts aux consommateurs représentent une réallocation de la base tarifaire entre clients non participants et clients participants plutôt qu'un coût ils doivent servir d'approximation de coûts supportés par les clients difficiles à mesurer. Les transferts aux consommateurs ne doivent pas être comptabilisés comme des coûts sociaux au contraire des dépenses directes des consommateurs.

- **Les coûts du régulateur**

Les coûts du régulateur sont les coûts de conception et de suivi du programme DSM. La partie évaluation permet de définir les rémunérations incitatives ainsi que la pertinence d'actions DSM subséquentes. Les coûts d'évaluation des incitations doivent être pris en compte mais pas ceux d'évaluation des actions futures.

- **La désutilité du consommateur**

Les coûts de désagréments des mesures DSM devraient être retranchés du bénéfice net du programme. Malheureusement ces coûts sont particulièrement difficiles à évaluer, ce qui explique leur négligence dans la plupart des programmes. Stoft et Gilbert (1994) rappellent deux visions extrêmes de ces coûts. La première fait appel aux coûts cachés des consommateurs qui peuvent être suffisamment importants pour annuler les bénéfices des

actions ce qui expliquerait l'absence d'une adoption spontanée des mesures efficaces. L'autre vision ne les conçoit que comme des coûts cachés faibles, transitoires et facilement corrigés par une information adéquate si bien que leur effet est insignifiant sur le bénéfice social. La désutilité du consommateur dépend clairement de la nature et de l'envergure des mesures de DSM, plus les programmes exploitent des gisements coûteux plus la question de la désutilité devient importante.

- **Les coûts des clients non participants**

Les économies d'électricité abaissent les revenus de l'entreprise mais bénéficient aux clients dans leur ensemble tant que le coût du kWh économisé est inférieur au coût en développement. La réduction des revenus de l'entreprise implique qu'en régulation cost-plus (au coût moyen historique) le DSM tendra à faire augmenter les tarifs sauf lorsque le coût de développement est supérieur à la somme du coût évité et du coût de conservation. Cela signifie qu'en règle générale les clients participants sont subventionnés par les non participants. La compensation des non participants n'est pratiquement jamais réalisée d'autant plus que les programmes sont réalisés avec des incitations aux consommateurs participants qui augmentent ces subventions croisées.

#### **b) Les pratiques de comptabilisation des bénéfices**

Les bénéfices comprennent les réductions du coût de production et des externalités associées. L'évaluation des bénéfices est compliquée par différentes incertitudes sur la valeur de l'énergie économisée.

- **La valeur des économies réalisées**

Les économies d'énergie doivent être valorisées au coût marginal en développement éventuellement assorti d'une majoration pour externalités évitées. La principale incertitude porte sur la pérennité des économies réalisées.

La mesure des économies d'énergie est le problème le plus difficile dans le DSM. Nous avons vu qu'en général on se réfère à des estimations ex-ante, peu fiables et peu incitatives en raison de la complexité et du coût associé aux mesures ex-spot. Nous verrons que dans le cas de la MDE sur réseaux ruraux ce problème est probablement moins critique. Il importe toutefois de disposer de mesures non biaisées des bénéfices ce qui est particulièrement délicat en présence de l'effet de rebond et de l'effet d'aubaine.

- **L'impact de l'effet d'aubaine**

L'effet d'aubaine a une incidence très importante mais reste difficile à évaluer. Les clients considérés comme attirés par l'effet d'aubaine doivent être exclus du calcul des bénéfices puisqu'ils représentent un coût mais ne produisent aucun bénéfice. Stoft et Gilbert (1994) notent que dans tous les cas les évaluations des économies doivent être comparées avec des prédictions de ce que les consommateurs auraient faits sans le programme DSM de manière à tenir de l'effet d'aubaine.

- **L'impact de l'effet de rebond**

A la différence de l'effet d'aubaine, l'effet de rebond tend à réduire les bénéfices du programme surtout en cas de mesures ex-post.

### **3.2.5 L'efficacité des mécanismes incitatifs en asymétrie d'information**

Nous nous plaçons dans la perspective du régulateur dont la structure d'information avec l'entreprise est imparfaite. On distingue trois cas différents. Dans le premier, le régulateur peut observer les actions de l'entreprise, dans les deux derniers, il observe de manière imparfaite le bénéfice de ces actions mais en connaît les coûts.

#### **a) Le régulateur privilégie l'équité, programme les actions**

Le régulateur doit encourager l'entreprise à réaliser les options les meilleures du point de vue de l'optimum collectif en privilégiant l'équité. Dans un tel contexte, le mécanisme de majoration des dépenses inclu dans les tarifs assorti d'un plafond convient. L'entreprise sera alors conduite à effectuer toutes les actions programmées avec le régulateur jusqu'au plafond.

Le principal problème est que les actions de l'entreprise ne sont pas parfaitement observables. Dès lors, le risque est de rémunérer l'entreprise pour des actions non réalisées sur des dépenses supposées engagées, l'entreprise peut aussi se trouver rémunérée pour un programme déviant de l'objectif<sup>136</sup>. L'incapacité de vérifier les actions est une source de biais important sur l'estimation des bénéfices sociaux du programme.

#### **b) Le régulateur vérifie les bénéfices sous un coût d'information élevé**

Un cas idéal, le régulateur peut vérifier sans biais les coûts. Mais les effets des actions de l'entreprises demeurent coûteux à surveiller et les bénéfices à évaluer, si bien que le lien entre

---

<sup>136</sup> Stoft et Gilbert évoquent la possibilité de détourner un programme d'information sur l'efficacité énergétique en une discrète campagne de relations publiques.

celles-ci et bénéfices sociaux est difficile à établir. Le régulateur devra se baser sur des estimations de bénéfices standardisées par action. La bonne incitation de l'entreprise sera de compenser ses coûts et de lui verser une partie de ce bénéfice.

### **c) Le régulateur ne peut observer l'ensemble des coûts de l'entreprise**

Ici, le régulateur connaît mieux les coûts du programme. Son estimation du bénéfice social net est donc biaisée sur ce montant par définition peu observable. Afin de motiver l'entreprise on doit la rémunérer et on doit le faire à partir de la majorité du bénéfice social réalisé. Par conséquent, le schéma d'incitation adapté est un système de partage des bénéfices où l'entreprise touche une grande partie des bénéfices, de telle sorte qu'elle retrouve plus que ses coûts.

La présentation des schémas d'incitation présents dans le DSM nous fournit une grille de lecture que nous utilisons pour proposer de modifier le régime d'incitation à la MDE sur les réseaux ruraux.

## **3.3 LES MECANISMES POSSIBLES D'INCITATIONS A LA MDE SUR LES RESEAUX RURAUX**

Le maître d'ouvrage rural est dans la position de l'utility américaine qui investit du côté de l'offre. Mais il est encore moins incité à réaliser des projets de MDE sur ses réseaux pour deux raisons : il ne supporte qu'une partie du coût de la desserte rurale et n'a pas d'incitations aux économies de production.

### **3.3.1 Une répartition des rôles de décision et de financement**

La première justification de la MDE est qu'elle permet au maître d'ouvrage de réaliser des économies d'investissement sur ses réseaux BT. Le peu de projets qui ont été effectivement réalisés, s'explique par le fait que les investissements en réseau déjà financés en partie par le FACÉ selon une logique d'attribution automatique des dotations. Les projets de MDE portent sur des renforcements potentiellement éligibles aux aides du FACÉ, et ils entraîneraient donc une perte de dotations pour le maître d'ouvrage, les dotations perdues étant redistribuées à d'autres départements par le FACÉ. Dit autrement, une collectivité qui se lance dans la MDE peut voir ses dotations futures réduites alors qu'elle fait un effort jouant dans le sens de l'optimum collectif en permettant la satisfaction de besoins énergétiques de ses clients à moindre coût par la réallocation de fonds publics là où ils sont les plus efficacement utilisés. Cette perception par les collectivités du risque de réduction des dotations associé à la MDE a prévalu assez largement, elle provient de ce qu'en fait les collectivités s'attachent moins aux



économies que leur action de MDE entraînent sur leurs fonds propres qu'à la réduction de leurs dotations. En définitive, les gains en réduction des besoins d'investissement paraissent trop incertains pour compenser des pertes probables de dotations. La MDE et les solutions classiques ne sont pas perçues comme de vraies alternatives par les maîtres d'ouvrages. Pour qu'un maître d'ouvrage investisse une fraction significative des programmes annuels de travaux dans la MDE tout en risquant de perdre des dotations futures, il faudrait qu'il privilégie très fortement l'utilité de ses consommateurs électeurs, son image propre, qu'il soit neutre au risque, et qu'il valorise les retombées de la MDE en terme d'emploi, d'équité, de développement des ressources locales (Trink et al., 2000).

Le cadre juridique du régime d'électrification rurale et la répartition des rôles qu'il implique pose un problème d'incitation qu'il faut corriger pour permettre une intégration de la MDE dans les options des maîtres d'ouvrages ruraux.

### **3.3.2 Un principe d'obligation d'actions de MDE relié au mécanisme d'attribution des dotations**

Le fonctionnement même du régime d'électrification rurale ne repose pas sur des mécanismes d'incitation puisqu'il fonctionne selon une logique d'obligation de moyens et non pas de résultats. Un transfert est réparti entre des acteurs par une autorité de régulation sans processus de vérification complète des besoins exprimés et la bonne utilisation des fonds. Le régulateur agit de manière bienveillante et comme s'il était en situation d'information parfaite alors que la réalité correspond à une situation d'information cachée et imparfaite avec des bénéficiaires en position d'aléa moral et sans incitation à révéler les vrais coûts dans la mesure où ils ne sont pas ceux qui ont l'activité productive et les recettes des ventes correspondantes.

Le poids de l'inertie institutionnelle implique une grande résistance à une modification qui irait dans le sens d'un plus grand contrôle. Dans ces conditions, aucun mécanisme d'incitation au sens strict ne semble praticable, sauf à réintégrer toute l'électrification rurale au sein de l'opérateur électrique. La solution est à trouver dans un mécanisme réglementaire en « command and control », comme celui proposé par Yves Martin (1995). Il s'agit d'assujettir la variation du montant des aides du FACÉ sur l'enfouissement à la réalisation de projets de MDE. Le choix des aides de la tranche C s'explique par l'importance que prend la technologie du souterrain dans les travaux d'électrification rurale. L'enjeu plus général

consiste à introduire une adaptation des mécanismes d'incitation au DSM dans le régime d'électrification rurale. Le terme incitatif représenterait un supplément de dotations du FACÉ versé aux syndicats entreprenant des actions de MDE. Nous examinons trois versions de ce mécanisme.

**a) accroissement des dotations d'esthétique moins que proportionnel à l'effort de MDE**

L'accroissement de dotations noté  $\Delta\text{FACÉ-C}$  est indexé sur l'effort de MDE noté  $G_{\text{MDE}}$ . On aura donc :

$$\alpha G_{\text{MDE}} = \Delta\text{FACÉ-C} ; \text{ avec } 0 < \alpha < 1 ;$$

Cette expression signifie que l'augmentation d'aides de la tranche C est moins que proportionnelle à l'effort de MDE puisque chaque franc investi en MDE produit  $\alpha$  francs en supplément de dotations de tranche C. Le régulateur détermine le coefficient  $\alpha$  en fonction de la contrainte d'incitations qu'il souhaite faire peser sur les collectivités. Plus  $\alpha$  se rapproche de zéro, plus l'effort à consentir en MDE est important pour voir les dotations de la tranche C augmenter (et inversement pour  $\alpha$  tendant vers 1).

**b) accroissement des dotations d'esthétique strictement proportionnel à l'effort de MDE**

Cela correspond à  $\alpha = 1$  dans le cas précédent, ainsi, l'effort la rémunération incitative sous forme d'accroissement des dotations est strictement proportionnel à l'effort consentit en MDE :

$$G_{\text{MDE}} = \Delta\text{FACÉ-C} ;$$

**c) accroissement des dotations totales (esthétique et renforcements) strictement proportionnelles à l'effort de MDE**

Ce mécanisme est adapté aux syndicats qui recourent peu à l'esthétique des réseaux, c'est-à-dire en tout état de cause les syndicats accusant des difficultés à maintenir ou améliorer la qualité de fourniture. Lorsque ces syndicats on peu d'aides sur la tranche C ou bien qu'ils s'engagent dans la MDE malgré leurs contraintes techniques nous proposons une indexation

de l'accroissement de l'ensemble des dotations (tranches A/B et C) sur l'effort de MDE. On aura donc :

$$G_{MDE} = \Delta FACÉ.$$

Le caractère plus ou moins incitatif de ces schémas repose sur la définition du terme  $G_{MDE}$ .

#### **d) Nature du terme d'incitation à la MDE**

L'expérience des schémas d'incitation issus de l'expérience américaine du DSM montre qu'il convient en principe de se référer le plus précisément possible aux coûts et aux bénéfices du programme. Cette remarque reste valable pour la MDE sur réseaux ruraux, par conséquent le terme  $G_{MDE}$  devra représenter le bénéfice social net du programme, c'est-à-dire, la différence entre les reports de renforcements et les coûts du programme dans son intégralité.

Sauf dans le cas de programmes dont les bénéfices sont particulièrement difficiles à mesurer on pourra comptabiliser les coûts totaux du programme. Toutefois, nous avons vu que cela entraîne un risque de tricherie sur les coûts et sur la nature des actions menées.

La montant maximal du versement incitatif aux collectivités ne pourra dépasser un niveau qui devra être fixé par le régulateur. Il est clair que l'ensemble des accroissements de dotations doit être indexé sur les efforts de MDE pour que le système soit incitatif sinon, des départements pourraient ne rien faire et voir leurs dotations augmenter tout de même.

Enfin, au cas où aucun effort en MDE n'est fait, la menace incitative consiste en la réduction des dotations du FACÉ selon un échéancier fixé.

Ce mécanisme comporte un risque d'inefficacité. En effet, les collectivités se sentiront contraintes par un tel mécanisme pourvu que les résultats soient vérifiables. En effet, si les actions des collectivités ne sont pas observables, il y aurait un risque important de gaspillage puisque les collectivités obtiendraient les subventions pour les investissements en esthétique qu'elles souhaitent sur la base de dépenses de MDE dont l'efficacité serait difficilement vérifiable. Or, l'expérience américaine montre qu'aucun mécanisme incitatif n'est possible si les bénéfices ne sont pas observables, sauf à se caler sur des programmes obligés dont on connaîtrait le coût. C'est par là que des gardes fous peuvent être mis. En effet, dans le fonctionnement actuel de la tranche MDE, le FACÉ a un droit de regard important sur les actions : on peut donc considérer que les coûts sont observables par le régulateur. En

conséquence de quoi le mécanisme optimal est un mécanisme de partages des gains pour le maître d'ouvrage si nous considérons qu'une partie des bénéfices supportés par les acteurs n'est pas complètement observable, ce qui est souvent le cas dans les programmes de MDE.

#### **4 Préconisations dans le cadre actuel de la MDE**

Il convient de traduire les principes précédents en recommandations adaptées au contexte de la MDE sur réseaux ruraux en France. Quelques solutions permettraient de lever une part des nombreux obstacles en incitant les collectivités locales à substituer en distribution de la MDE aux renforcements. L'idée est d'inciter ces maîtres d'ouvrages ruraux à incorporer cette innovation dans leurs plans d'investissement.

##### **4.1 L'EFFICACITÉ DU MÉCANISME OPTIMAL**

Compte tenu des remarques précédentes, le « mécanisme de Martin » est approprié du fait de la bonne observabilité des coûts et des bénéfices permise par le contrôle exercé par le régulateur sur les investissements en MDE. Le régulateur observe en effet le déroulement des projets de MDE avec précision, tant sur le plan des coûts que des bénéfices observables.

Une rémunération incitant les collectivités à engager des actions de MDE est envisageable sous l'une des trois formes d'indexation des dotations sur les investissements de MDE vues précédemment. Les dotations du FACÉ financeraient ces rémunérations avec éventuellement l'aide des autres parties prenantes, l'ADEME et EDF. La formule serait celle d'un mécanisme de partage du bénéfice social revenant en tout ou partie au maître d'ouvrage soit :

$$I = \lambda (a E - S) - \Phi.$$

Avec E les économies d'investissement en capacité BT (et éventuellement MT), a leur coût unitaire, S les coûts du projet (hors dotations du FACÉ),  $\lambda$  la part incitative reversée aux maîtres d'ouvrages et  $\Phi$  un terme de pénalisation ajustable. La valeur de ce dernier terme reste à déterminer. La logique historique du fonctionnement du régime d'électrification rurale penche pour attribuer une valeur nulle à ce terme puisque la pénalisation est relativement récente. Ce n'est que depuis 1998 que le FACÉ pratique une forme de pénalisation des dotations non consommées l'année suivante.

Le versement du terme incitatif I serait sous la forme de dotations supplémentaires soit sur la tranche C, soit sur les deux tranches. Nous préconisons d'en laisser le choix aux collectivités ceci afin de leur permettre d'ajuster au mieux leurs efforts de MDE à leurs besoins. Une

polarisation sur la tranche C comme mesure incitative peut s'avérer contre-productive dans le cas de départements ayant peu de besoins d'esthétique mais un retard en terme de qualité de fourniture générale.

Au-delà de l'option du choix du reversement des incitations, une autre voie d'incitation à la MDE peut aussi être envisagée. Il s'agirait d'ajouter un terme proportionnel aux investissements sur fonds propres du projet MDE. Cela prendrait la forme d'un facteur de pondération,  $\beta$  supérieur à 1 au-delà d'un seuil de participation du maître d'ouvrage, nette de celle des clients, ce qui donnera :

$$I = \beta \lambda (a E - S) - \Phi.$$

Le terme de correction pour participation sur fonds propres s'applique à la partie variable du bénéfice net du programme. Ce schéma est encore plus incitatif puisque la participation à des projets de MDE amène un supplément de dotations proportionnellement supérieur lorsque la participation directe du syndicat sur ses fonds propres est importante. Ce dernier schéma comporte un danger auquel il conviendra de prêter attention. Le risque est d'encourager les syndicats dotés de fonds propres abondants, dont les réseaux sont dans une phase de développement tournée vers le souterrain à accélérer ce mouvement grâce aux suppléments de dotations de la tranche C. Le risque est alors de voir s'accroître les inégalités entre départements alors qu'au souhaitait au contraire les réduire en encourageant pratique de la MDE.

#### **4.2 UNE MODIFICATION DES ANNEXES DU CAHIER DES CHARGES DE CONCESSION DE DISTRIBUTION PUBLIQUE**

Une modification du cahier des charges de concession pourrait inclure un ensemble de clauses relatives aux opérations de MDE venant en substitution des investissements sur les réseaux. Les annexes relatives à la MDE devraient aborder plusieurs points importants.

Le premier sera de fixer entre le concédant et le concessionnaire un montant maximal des investissements de MDE et de fixer les modalités de participation éventuelle du concessionnaire. La fixation du plafond de MDE serait négociable selon un échéancier précisé dans l'annexe.

L'annexe pourra prévoir un versement MDE indexé sur les économies générées par les projets de MDE et certifiées par un organisme de certification agréé par le régulateur, afin d'inciter le

concédaire à réaliser des projets de MDE. Ce versement viendrait en supplément des dotations du FACÉ. Il reposerait sur les quantités d'ouvrages évitées par la MDE.

Le mérite de cette redevance MDE serait de déconnecter partiellement la rémunération des investissements des syndicats du développement des réseaux afin d'encourager l'optimisation spatiale de la gestion des réseaux tant du côté de l'offre que de la demande. Comme les dépenses de MDE seront plafonnées, cette redevance de MDE devrait être relativement plus faible que les redevances d'investissement classiques.

#### **4.3 POSSIBILITES D'INSTAURATION D'UN SCHÉMA D'INCITATION A LA MDE**

La transposition des mécanismes d'incitation au DSM dans le contexte de la MDE sur réseaux ruraux amène plusieurs réflexions.

Le premier point est qu'il faudra une volonté politique forte du régulateur pour qu'il adopte ce type de mécanismes. Comme le remarquait dès 1995 le président du groupe de travail du X<sup>e</sup> Inventaire de l'électrification rurale, le fait de prélever 100 MF sur la tranche A/B pour constituer la tranche ENR/MDE a constitué un signal négatif pour les collectivités tout en manifestant un manque de volontarisme politique certain.

L'instauration d'un mécanisme d'incitation à la MDE devrait donc s'ajouter au budget du FACÉ de manière à constituer un signal clair de la part du régulateur. Pour cela il faudra augmenter le budget du FACÉ pour élargir la tranche ENR/MDE, dans un premier temps à la maintenant à son niveau actuel. Cependant l'introduction d'un terme d'incitation à la MDE dans le budget du FACÉ n'est pas sans risque pour l'équilibre du système.

L'accroissement du budget du FACÉ est problématique. En effet, le Ministère des Finances considère le budget du FACÉ comme un prélèvement obligatoire sur l'électricité. Nous avons vu (cf. chapitre 3) que le régulateur préfère redéployer les aides du FACÉ vers les sites les plus en retard de manière à maximiser l'efficacité des investissements d'électrification rurale. En outre, la tendance de long terme est à une régression de la solidarité nationale représentée par le FACÉ et donc à un accroissement de la part de financement des collectivités. La piste de l'incitation basée sur la part du maître d'ouvrage dans les projets de MDE n'est donc pas à négliger

En second lieu vient le mode de financement du versement incitatif. En principe il doit provenir du budget du FACÉ. Comme l'augmenter est difficile, on pourra financer ces

incitations grâce aux économies de travaux effectuées sur les programmes aidés du FACÉ : on compte sur l'autofinancement des programmes de MDE au travers des économies d'investissement dégagées et de leur incidence en terme de versement d'aides. Dès lors, les incitations forment, elles aussi un redéploiement des aides, comme de plus les programmes de MDE ainsi que les versements incitatifs seront plafonnés, le risque de voir une dérive du budget du FACÉ est maîtrisable. Dans ce contexte, la certification des économies d'investissement, autrement dit, la mesure ex-post des bénéfices de la MDE revêt une importance capitale.

Le problème de l'incidence des versements incitatifs à la MDE sur le budget du FACÉ devra faire l'objet d'une attention particulière. Il pourra se résoudre par le plafonnement annuel des versements  $I$  mais aussi par le montant garanti  $\Phi$ , autrement dit l'instauration d'une zone de pénalité. Dans ce cas il est peu probable que la MDE déséquilibre le budget du FACÉ surtout si les gains collectifs financent les versements à la MDE et permettent donc un redéploiement optimal du budget du FACÉ. L'idée d'imposer à tous un minimum de MDE proportionnel aux moyens locaux permettra aussi d'aller dans ce sens par le biais d'une réduction significative des volumes de travaux aidés. Le choix des montants minimums devra être soigneusement réalisé en fonction de critères objectifs pertinents. On pensera par exemple à augmenter ce terme là où les investissements sont importants alors que la qualité de fourniture est bonne au plan national, et là où les investissements d'esthétique sont importants relativement au total des travaux.

Les questions relatives à la transposition des incitations au DSM à la MDE s'apprécient enfin lorsque l'on considère les différences entre ces deux contextes. Premièrement, dans le cas du DSM, le régulateur détient un contrôle actif de l'entreprise, ce qui fait qu'il peut imposer aisément ce type de mécanismes, ce qui est loin d'être le cas du FACÉ dans le cas de l'électrification rurale. Dans le régime d'électrification rurale, la vocation du FACÉ n'est pas de surveiller étroitement les collectivités bien que nous avons vu que la tendance récente est à un resserrement des contraintes pesant sur les collectivités. Deuxièmement, l'acteur central du DSM est le producteur qui est sous le contrôle direct du régulateur, alors qu'au contraire, la place du distributeur est relativement secondaire dans le cas de la MDE puisque ce sont les collectivités rurales qui sont porteuses des projets. Troisièmement, en raison de la relation directe régulateur-régulé, le contexte du DSM se prête mieux à la gestion de la complexité de ces programmes puisque contrairement au cas de l'électrification rurale, le régulateur n'est

pas situé au niveau national mais local, ce qui constitue un facteur de réduction des coûts de transaction. Quatrièmement, le but du DSM est pour l'essentiel de réaliser des économies de capacité sur les moyens de production plus que sur les réseaux. L'expérience américaine montre a contrario que si la gestion des charges est réalisable elle constitue l'une des formes de projets DSM les plus coûteux. Cinquièmement, le besoin d'une action efficace du point de vue du régulateur, fait que celui-ci autorise aux entreprises l'action directe chez les clients, ce qui est toujours interdit pour EDF, et qui est loin de faciliter la réalisation des projets. Enfin, les projets DSM sont conçus comme des activités spécifiques relativement indépendantes de l'activité de l'entreprise, dans le cas de la MDE, les projets doivent demeurer dans la logique du régime d'électrification rurale, c'est-à-dire la logique de répartition des aides du FACÉ.

## **5 Conclusion**

Ce chapitre aborde le thème de l'efficacité économique des projets de MDE sur réseaux ruraux dans le but de surmonter les blocages à sa diffusion identifiés dans la structure d'incitations du régime d'électrification rurale.

Nous menons dans un premier temps une critique du calcul économique des projets de MDE préconisé par le régulateur en montrant dans un second temps qu'il doit être élargi à l'ensemble des acteurs économiques participants. Une optique de calcul économique au niveau collectif est plus conforme aux principes théoriques mais aussi à la fonction de gestion du service collectif d'électrification rurale représentée par les syndicats. Nous présentons les éléments qui devront être pris en compte dans le calcul de référence du renforcement et de la MDE et discutons le champ d'évaluation des bénéfices et des coûts.

La correction des incitations à la MDE est abordée dans un troisième temps. On a montré au chapitre quatre la conséquence des imperfections informationnelles présentes dans le régime d'électrification rurale. Le durcissement récent du comportement du régulateur s'explique par la volonté de rétablir une situation déséquilibrée et d'améliorer la qualité de l'information nécessaire à l'optimisation de la répartition des aides. La mise en place de mécanismes incitatifs à la MDE procède d'une logique similaire assortie d'une volonté de faire émerger la MDE comme une alternative au même titre que les travaux de réseaux classiques.

La construction du régime d'incitation à la MDE procède en deux étapes. La première étape rappelle comment dans l'expérience américaine du DSM les Public Utility Commissions ont mis en place des mécanismes incitatifs dans le but d'inciter les entreprises électriques à



réaliser des projets DSM. Ces mécanismes varient selon la nature des projets et la difficulté d'évaluation des bénéfices qui en découlent. Les trois mécanismes étudiés ont tous en commun de rémunérer l'investisseur d'une fraction variable des bénéfices dégagés tout en les incitant à l'effort en instaurant une zone de pénalité. Nous examinons dans une seconde étape les modalités d'adaptation de ces mécanismes au contexte de la MDE sur réseaux ruraux dans l'optique du bilan élargi à tous les acteurs. Nous montrons qu'en raison du contrôle relativement étroit du régulateur sur les coûts des programmes de MDE sur réseaux ruraux, ceux-ci sont assez bien connus, tandis que leurs bénéfices pour les différents acteurs peuvent être estimés avec une précision suffisante si bien que le mécanisme d'incitations le plus adapté consiste en un partage des bénéfices sociaux.

Nous préconisons une rémunération incitative basée sur un supplément de dotations sur les tranches A/B et C, au choix des collectivités et indexé sur les bénéfices sociaux serait la formule adaptée pour inciter les collectivités à la MDE sur les réseaux ruraux. Encore faut-il que les effets se fassent sentir à une échelle compatible avec les volumes de travaux de renforcement des syndicats, autrement dit, que les projets de MDE aient une envergure suffisante pour générer des économies d'investissement significatives. C'est le sujet du chapitre suivant qui présente une méthodologie de construction de tels programmes.



## **Chapitre 6 :**

### **La révélation économique de potentiels de MDE ruraux par l'analyse géographique de la demande d'électricité**

« Tout est lié à tout, mais les choses proches sont plus liées que les choses éloignées »  
Tobler (1970)

#### **Introduction**

Nous venons de montrer comment les problèmes d'incitations économiques et les obstacles institutionnels pourraient être contournés par l'identification des effets économiques et la construction d'incitations à la mise en œuvre de projets de MDE afin de se rapprocher de l'optimum social. Un mécanisme d'incitation dirigé vers les collectivités qui financent l'investissement de réseau serait souhaitable, étant donné que la MDE génère des économies d'investissement et d'exploitation du réseau et en production pour une qualité de service équivalente.

L'exploitation des potentiels de la MDE sur les réseaux ruraux suppose d'une part que les projets de MDE soient mis sur un pied d'égalité avec les projets de renforcement de réseau par l'autorisation de programmes spécifiques budgétisés sur le même modèle, ce qui exclut la définition et le suivi individuel des projets de MDE selon le modèle des pratiques en place depuis 1995.

Ce chapitre présente une méthodologie d'analyse géographique des caractéristiques de la demande d'électricité comme moyen d'identification des potentiels de MDE sur les réseaux ruraux. Cette méthodologie permet la définition de programmes localisés à une échelle supérieure. L'espace rural montre une variété plus importante de configurations de réseau et de consommation que l'espace urbain, mais elle peut être caractérisée par le repérage de zones similaires sur les plans du réseau et des caractéristiques de la consommation. Cette analyse géographique de la demande a pour fonction de révéler des potentiels d'efficacité collective dans l'arbitrage entre MDE et développement des réseaux ruraux.

L'idée centrale de notre approche est que, pour localiser les potentiels d'économies d'investissement sur les réseaux ruraux, il est nécessaire de développer une méthode susceptible de produire des informations fiables sur les usages, les modes de consommations et l'état des réseaux électriques (de Gouvello et Nadaud, 1997, de Gouvello, 1996). L'analyse géographique est un moyen de contourner les coûts d'information élevés de l'approche « micro », projet par projet, mais surtout de révéler les potentiels de la MDE à l'échelle d'un

département. En somme, l'approche géographique que nous appellerons ici l'approche « macro » permet une systématisation de l'approche « micro » par le biais d'une analyse approfondie de la géographie des potentiels de MDE permettant ainsi d'anticiper leur coût. Il s'agit d'une approche « par le bas », ou « bottom-up », basée sur l'étude fine des usages localisés et des coûts de fourniture, alors que dans l'approche simplificatrice de la construction des barèmes tarifaires, on associe une fourniture type, moyennée au niveau national à chaque consommateur, qu'il soit rural ou urbain et quelle que soit sa localisation sur le réseau.

Ce chapitre présente la chaîne de traitements statistiques de l'analyse géographique. La méthodologie a été validée sur un département test<sup>137</sup>. Après avoir présenté les résultats de cette approche sur le département de la Mayenne, nous effectuons une évaluation des potentiels économiques de MDE sur différentes zones d'intervention à partir de d'hypothèses sur les coûts de renforcement des réseaux. Cette étape nous permet d'introduire différentes configurations de projets possibles.

Dans un premier temps (sections 1, 2 et 3), on présente la justification théorique de l'usage l'approche géographique ainsi que la chaîne des traitements statistiques adoptée. Le second temps (sections 4 et 5) présente de manière synthétique nos résultats. La méthode et les résultats détaillés figurent en annexe 4 et 5. La conclusion discute les apports de la méthode et ses limites.

## **1 Une méthodologie de révélation des potentiels de MDE**

On présente dans un premier temps les principales justifications de la méthode d'analyse géographique de la demande. La chaîne des traitements est ensuite présentée et argumentée. L'insertion de la MDE dans les logiques de décision des maîtres d'ouvrages ruraux suppose une cohérence entre médiation institutionnelle locale par rapport à la géographie des réseaux électriques. A partir de là on doit relier l'état du réseau à la dynamique de la consommation par le biais de la connaissance de la clientèle, de ses consommations et de leur évolution. Enfin, on doit apprécier l'adéquation entre les moyens et les besoins des syndicats afin de mieux cerner leurs contraintes technico-économiques. Ces trois niveaux d'analyse permettent d'identifier les conditions propices à la MDE dans les stratégies des maîtres d'ouvrages (de

Gouvello, 1996, p. 65). L'articulation de ces trois niveaux est permise par une approche basée sur la géographie en raison de la plus grande diversité des caractéristiques du monde rural.

### **1.1 L'UTILITÉ DE LA NOTION DE ZONES HOMOGENES DU POINT DE VUE DE LA MDE**

Une micro-région rurale est un territoire doté d'une unité statistique<sup>138</sup> sur différents thèmes d'analyse : topographie, démographie, types d'activités, types d'habitats ; dans un tel contexte un test statistique nous montrerait que la moyenne locale diffère significativement de la moyenne nationale, ou encore départementale. Les différences spatiales des déterminants de la demande d'électricité font que les courbes de charge et les paniers d'usages des clients des différentes micro-régions doivent différer des catégories génériques dans le calcul standardisé de la GDO.

Notre méthode consiste à identifier des zones bien délimitées, dont la taille est inférieure au département, que l'on peut caractériser du fait de leur homogénéité dans différentes dimensions.

Ces zones sont appelées micro-régions, terroirs ou pays en raison de leur unité qu'il s'agit d'explicitier. L'approche bottom-up de la demande consistera à répertorier dans chacune de ces zones des clients caractéristiques. A ce niveau fin une partie de la connaissance de la demande est implicitement détenue par les acteurs locaux et incluse dans leurs pratiques. C'est le cas tant des syndicats qui occupent une place privilégiée en vertu de leur position d'élus que des agents d'EDF qui sont au contact des clients et du réseau. Cette connaissance est incorporée de manière plus ou moins explicite dans les routines opérationnelles de ces acteurs. Nous examinons donc les modes de représentation des contextes locaux afin d'enrichir mais aussi de valider notre zonage. Les pratiques des techniciens d'EDF et des syndicats, par leurs savoirs partagés incluent de manière latente une connaissance des spécificités locales de la demande susceptibles d'orienter la recherche de zones homogènes.

L'analyse géographique de la demande s'inscrit au sein d'EDF dans une évolution visant à une connaissance de plus en plus détaillée des caractéristiques de la clientèle. L'approche que

---

<sup>137</sup> Cette démarche s'inscrit dans le cadre d'un projet de recherche sur la MDE sur réseaux ruraux cofinancé par l'ADEME et EDF, dont le but était précisément de tester une méthodologie complète de localisation des potentiels de MDE sur le département pilote de la Mayenne.

<sup>138</sup> Cette unité peut se manifester par des similitudes, des relations de complémentarité ou d'opposition entre indicateurs, sur un territoire donné.

nous proposons est cohérente avec cette évolution et pourrait être intégrée en tant que partie consacrée à la MDE (Gouvello, et Nadaud, 1997, p. 8).

Nous cherchons à montrer comment la géographie humaine influe sur la géographie du réseau de distribution d'électricité en appréhendant les déterminants qui structurent la géographie de la demande, et leur impact sur l'évolution du réseau.

Le lien de causalité activités → demande → réseau n'est pas à sens unique, avec la possibilité de rétroactions du réseau sur l'évolution de la demande, et même sur l'implantation de certaines activités, soit du fait de congestions, soit à l'inverse par l'accès à la fourniture (Colombier, 1992, Colombier et Hourcade, 1988). Nous devons donc supposer que l'impact sur le réseau sera un reflet imparfait de la géographie de la demande. En effet, si la dynamique de la demande elle-même a des effets structurants en orientant les choix des maîtres d'ouvrages, dans d'autres cas, les choix des maîtres d'ouvrages ruraux en délaissant certaines zones peuvent influencer de manière non négligeable sur la demande. Cette seconde influence peut se traduire dans les décisions d'implantation ou de déplacement de certains agents. A l'inverse d'autres agents peuvent induire une dépense importante aux maîtres d'ouvrages pour un gain collectif limité, comme c'est le cas des résidences secondaires (Colombier, 1992). C'est sous cette double influence que l'on anticipe une géographie du réseau différente, mais liée à la géographie humaine d'une manière qu'il nous faudra identifier par l'analyse géographique.

L'analyse géographique de la demande d'électricité rurale repose sur l'articulation de plusieurs méthodes inspirées de la géographie économique. La visualisation des données sous forme cartographique est donc incontournable, elle fait l'objet d'un atlas géographique de la demande et du réseau présenté en annexe 6.

## **1.2 LE ZONAGE UN INSTRUMENT DE LECTURE DU TERRITOIRE**

L'analyse géographique de la demande que nous entreprenons consiste en la définition de zonages géographiques. La notion de zonage recouvre une grande diversité d'activités fort différentes. Les zonages sont des découpages territoriaux élaborés en vue d'organiser certaines fonctions sociales dans l'espace. L'histoire montre que les zonages ont toujours existé, mais que leur utilisation s'est étendue avec l'apparition du pouvoir monarchique centralisé (Théré et Ségué, 1998). La révolution française de 1789 voit une refonte totale du découpage administratif du pays, dont les principales motivations sont de reconfigurer au

niveau national l'organisation territoriale du pouvoir pour atténuer les particularismes régionaux. L'organisation actuelle du territoire métropolitain est donc héritière de cette période. C'est un zonage de pouvoir, c'est-à-dire un découpage des territoires qui a vocation à faciliter l'exercice du pouvoir.

Par contre, le zonage que nous construirons se place dans la catégorie des zonages de savoir, c'est-à-dire qu'il partitionne l'espace en zones dont les caractéristiques sont similaires relativement à plusieurs dimensions étudiées. Le zonage issu de notre méthode doit donc être considéré comme un outil d'aide à la décision pour les acteurs de la distribution d'électricité qui auraient à définir un programme MDE macro à l'échelle d'un département. Il synthétise sous la forme d'une typologie de communes l'ensemble des relations entre plusieurs variables considérées comme pertinentes pour comprendre l'articulation entre demande et réseau afin de choisir des zones et des catégories de clients pour un projet MDE macro.

### **1.2.1 Les différentes catégories de zonages**

Il existe une grande diversité de zonages aux fonctions diverses pour l'aménagement du territoire (Auroux, 1998), pas moins de 30 à 60 zonages différents par région, produits au fil des générations (certains remontant à 1702) pour des besoins divers. Avant de continuer sur les méthodes proprement dites, nous présentons plus précisément les notions associées aux zonages. Chacun d'eux est adapté à une fonction sociale, économique ou organisationnelle. Les zonages forment aussi les supports de connaissances partagées des acteurs, associés à des routines d'action. En temps qu'outils d'organisation ils participent à la structuration des modes opératoires des acteurs.

La typologie de Le Gléau (1998) permet de distinguer les différents types de zonages. Cet auteur distingue deux grandes catégories de zonages, la première regroupe les zonages qui servent de cadre à l'exercice d'un pouvoir, la seconde est celle des zonages qui participent à la construction d'un savoir.

**Tableau 44 : Les différentes catégories de zonages**

Catégories de zonage			Exemples
<b>Zonages de pouvoir</b>	<b>Zonages institutionnels</b> zonages administratifs généraux et circonscriptions électorales	circonscriptions d'État	État régions départements arrondissements communes
		collectivités territoriales	Régions départements communes
		structures de coopération	Villes nouvelles districts Sivom et Sivu (non généralistes)
		circonscriptions électorales	Cantons Circonscriptions législatives
	<b>Zonages d'action</b> ou zonages administratifs spécialisés	nationaux	Agence de bassin zones de défense districts scolaires secteurs sanitaires ressort des tribunaux ANPE
		régionaux ou locaux	Centres de formalité des entreprises délégations des CCI territoires de région secteurs sanitaires départementaux
	<b>Zonages d'intervention</b>	environnementale	Parcs naturels nationaux ou régionaux ZNIEFF SDAU, POS loi littoral
		économique	Zones franches urbaines zones primées zones sinistrées appellations contrôlées programmes leader 1
		sociale	Zones d'éducation prioritaire
		générale	Loi montagne pays, espaces de projet
<b>Zonages de savoir</b>	<b>Zonages d'étude</b>	d'après similitudes (parfois limitées à un seul caractère)	Petites régions agricoles unités urbaines ZPIU bassin patronymiques typologies
		d'après flux	Zones d'emploi, bassins d'emploi zones de petite chalandise bassins d'échanges téléphoniques bassins de migrations intercensitaires isolats matrimoniaux
		d'après similitudes et flux	Aires urbaines quartiers

Source : d'après Le Gléau, (1998), p. 42

On distingue trois catégories de zonages de pouvoir : les zonages institutionnels qui correspondent à la division politique du territoire, les zonages d'action dont la fonction est de structurer l'action en vue de la réalisation de certaines activités par des organisations aux missions diverses et enfin les zonages d'intervention qui délimitent des zones géographiques dans un but environnemental ou prescriptif, qui sont donc soumis à une réglementation



spécifique (Le Gléau, 1998, p. 39). Un syndicat d'électrification rurale se place donc dans la catégorie où l'on trouve les SIVOM et SIVU, c'est-à-dire parmi les zonages relatifs à des structures de coopération.

Les zonages de savoir se distinguent par la manière dont ils sont élaborés. Le regroupement fondé sur la similarité des attributs renvoie à la notion de typologie structurelle, c'est-à-dire qu'elle décrit la forme des associations entre caractéristiques des lieux. C'est par exemple le cas du zonage des petites régions agricoles de l'INRA qui décrit les formes de valorisation des terres agricoles. Un regroupement basé sur des flux entre lieux définit une typologie polarisée c'est-à-dire que les zones sont caractérisées en fonction des leurs relations selon la direction et l'intensité des échanges d'une grandeur. La dernière catégorie est celle des zonages mixtes qui combinent à la fois des critères de similitude avec des caractéristiques de polarisation spatiale. Un zonage mixte est donc composé de seuils sur les attributs des unités spatiales et sur les flux d'échanges entre zones d'attraction et zones d'émission. Un exemple de zonage mixte est le Zonage en Aires Urbaines (ZAU) de l'INSEE que cet organisme définit ainsi : « Le zonage en aires urbaines et des déplacements domicile-travail sert à mesurer l'influence des villes et distinguer l'espace à dominante urbaine de l'espace à dominante rurale. Il permet notamment de prendre en compte le phénomène de périurbanisation en s'appuyant sur l'attractivité en termes d'emploi ».

### **1.2.2 La construction de zonages dans l'approche géographique**

Il s'agit donc de construire un zonage d'étude de la demande d'électricité qui nous permette d'identifier d'une part les caractères de la demande d'électricité, et d'autre part, ceux de l'offre à travers le réseau électrique.

On choisit des paramètres pertinents par rapport aux phénomènes étudiés. Ensuite, on établit des règles d'affectation des individus statistiques aux différentes catégories de zonages retenues. Ces règles peuvent être soit cognitives, c'est-à-dire construites de manière réfléchie, soit automatiques, dans le sens où les catégories du zonage sont construites à l'aide de méthodes statistiques d'agrégation.

Parfois, une partie des règles s'impose de manière naturelle, par l'existence de seuils techniques ou économiques : c'est le cas par exemple du niveau de chute de tension sur les réseaux BT (soit 11 % avant 1996, 10 % après), ou bien du salaire minimum dans la population active. L'expérience montre que les méthodes réfléchies et automatiques sont

complémentaires (Le Jehannic, 1997). Les connaissances externes aux règles permettent de dépasser le caractère mécanique d'une règle appliquée de manière très abrupte (Le Gléau, 1998, p.40). Des associations complémentaires de certaines caractéristiques engendrent une texture géographique. Les associations partent du lien statistique des entités (ici les communes) pour définir des formes régionales (les zones homogènes en terme de demande d'électricité). Or, dans la taxonomie classique, les groupes sont constitués d'unités semblables par les valeurs qu'elles prennent sur les différents caractères étudiés (les variables que nous choisirons).

L'opération de regroupement sur un ensemble de critères statistiques consiste à projeter les entités dans l'espace des descripteurs, au besoin en réduisant celui-ci par une méthode de compression de l'information (Hilal, 1996, p. 28). Les entités géographiques sont en elles-mêmes porteuses de sens car leur position relative dans l'espace n'est pas aléatoire : on peut les situer les unes par rapport aux autres. C'est cette information qu'il convient de traduire dans la recherche des textures régionales : retrouver des types de logiques d'association et de dispersion qui ont un sens géographique. Cette propriété n'est pas conservée dans les méthodes statistiques classiques, puisque celles-ci partent du postulat de neutralité de l'espace, ce qui signifie que la localisation des observations n'a pas d'incidence sur la nature de ces mêmes observations (Banos, 2001). L'espace n'est donc qu'un simple support qui n'entre pas dans l'analyse statistique, il n'est reconstitué qu'a posteriori, dans la représentation cartographique, et éventuellement l'ajustement des contours de la typologie (Mignolet, Caty, Benoît, 1999).

On dénombre trois types de liens pour guider le regroupement des lieux selon des formes régionales : similarité des milieux ; liaison par des transferts ou des flux de même nature ; proximité spatiale des entités (Hilal, 1996a, p. 29). Le premier type traduit une logique d'uniformité du milieu, le second une logique de polarisation ; enfin, le troisième une logique de continuité spatiale. Les objets regroupés selon l'un de ces types de liens constituent les formes régionales. Nous chercherons à décrire les logiques d'association entre divers paramètres structurant les consommations d'électricité, c'est-à-dire que nous chercherons des textures, qui ont un sens déterminant dans la géographie de la demande. Cela signifie que notre zonage final sera une description d'une multiplicité d'associations décrivant des formes régionales de la demande d'électricité. Pour dépasser la description des lieux, il faut tenir compte des propriétés géométriques des entités, c'est-à-dire introduire les effets de voisinage contenus dans les distributions spatiales des objets. L'analyse des données propose des

méthodes pour le traitement d'ensembles de données multivariées (Saporta, 1990, Morineau & alii, 1994).

### **1.2.3 Le choix d'une maille territoriale et d'une méthode de traitement de l'espace géographique**

De façon générale les possibilités de choix de différents niveaux de structuration de données posent un problème de sélection d'une maille territoriale homogène. Ce problème est loin d'être trivial, puisqu'il a été montré que les résultats peuvent être considérablement modifiés selon la maille retenue, avec notamment un effet de dépendance des corrélations observées avec celui de l'échelle. C'est le « problème de la maille territoriale modifiable » mentionné par Mignolet, Caty, Benoît (1999). Cependant, ce problème ne se pose pas en ces termes, puisque nous n'avons qu'une maille territoriale homogène à toutes nos données : la maille communale. Il convient donc de seulement déterminer une méthode de traitement du contexte géographique<sup>139</sup>. Si l'on ne peut tenir compte des proximités spatiales des objets géographiques dans l'exercice de zonage, on obtient une typologie qui laisse apparaître une mosaïque et non pas des zones bien séparées, comme c'est le cas de cartes construites à partir de différents découpages.

## **2 Les différentes catégories de données utilisées**

L'analyse géographique de la demande d'électricité exploite un important volume de données recouvrant trois thèmes distincts dont la liste complète des sources est donnée en annexe. Nous décrivons dans un premier temps la chaîne de traitement, puis nous explicitons ensuite les transformations des données brutes que nous avons effectuées.

Dans tous les développements qui suivent nous emploierons la terminologie suivante :

- un individu est une commune représentée par le vecteur ligne de ses valeurs pour un ensemble d'attributs (indice i) ;
- une variable est un vecteur colonne représentée par les valeurs d'un attribut sur l'ensemble des communes (indice j).

---

<sup>139</sup> Cela étant, nous aurions pu utiliser la maille institutionnelle des syndicats primaires d'électrification rurale mais nous aurions perdu l'information communale.

Une variable qualitative (ou nominale) est une partition des individus en  $k$  sous-ensembles disjoints appelés modalités ; une commune ne peut avoir qu'une modalité et une seule, par exemple sa classe d'appartenance dans le zonage d'étude de la demande.

Ici les individus sont les 249 communes de la Mayenne en régime d'électrification rurale<sup>140</sup>. Le régime d'électrification rurale est le champ pertinent pour l'étude des consommations et de la dynamique du réseau. Mais cela pose une difficulté de traitement en amenant à ne considérer que les communes en régime d'électrification rurale, ce qui introduit une troncature dans la distribution des données : un biais est créé par le retrait des observations relatives aux communes du régime urbain. On présente ici les différents types de données considérées.

## **2.1 LES DONNÉES DE LA GÉOGRAPHIE HUMAINE**

Les données qui décrivent la géographie humaine sont principalement issues des abrégés communaux du recensement général de la population de 1990 (INSEE, 1995) et de 1999 (INSEE, 2000). Les données relatives à l'agriculture sont issues du recensement agricole de 1988. Les zonages institutionnels et administratifs émanent du niveau local (Préfecture de la Mayenne, 1997). Pour les données de cadrage (population, évolution de la population, structure des parcs de logement par type d'occupation), nous disposons des premiers résultats du recensement de 1999.

Les données sont organisées par thèmes et agrégées au niveau communal. Nous présentons ici une liste abrégée par thème, on trouvera en annexe la liste exhaustive annotée.

1. Recensement agricole de 1988 (100 variables).
2. Données INSEE en quatre thèmes :
  - Chiffres clés : 75 variables.
  - Structure des ménages : 58 variables
  - Structure du logement : 47 variables
  - Consommations d'énergie : 60 variables
3. Zonages institutionnels et administratifs :
  - Limites des syndicats primaires d'électrification rurale
  - Limites des agences d'exploitation d'EDF

---

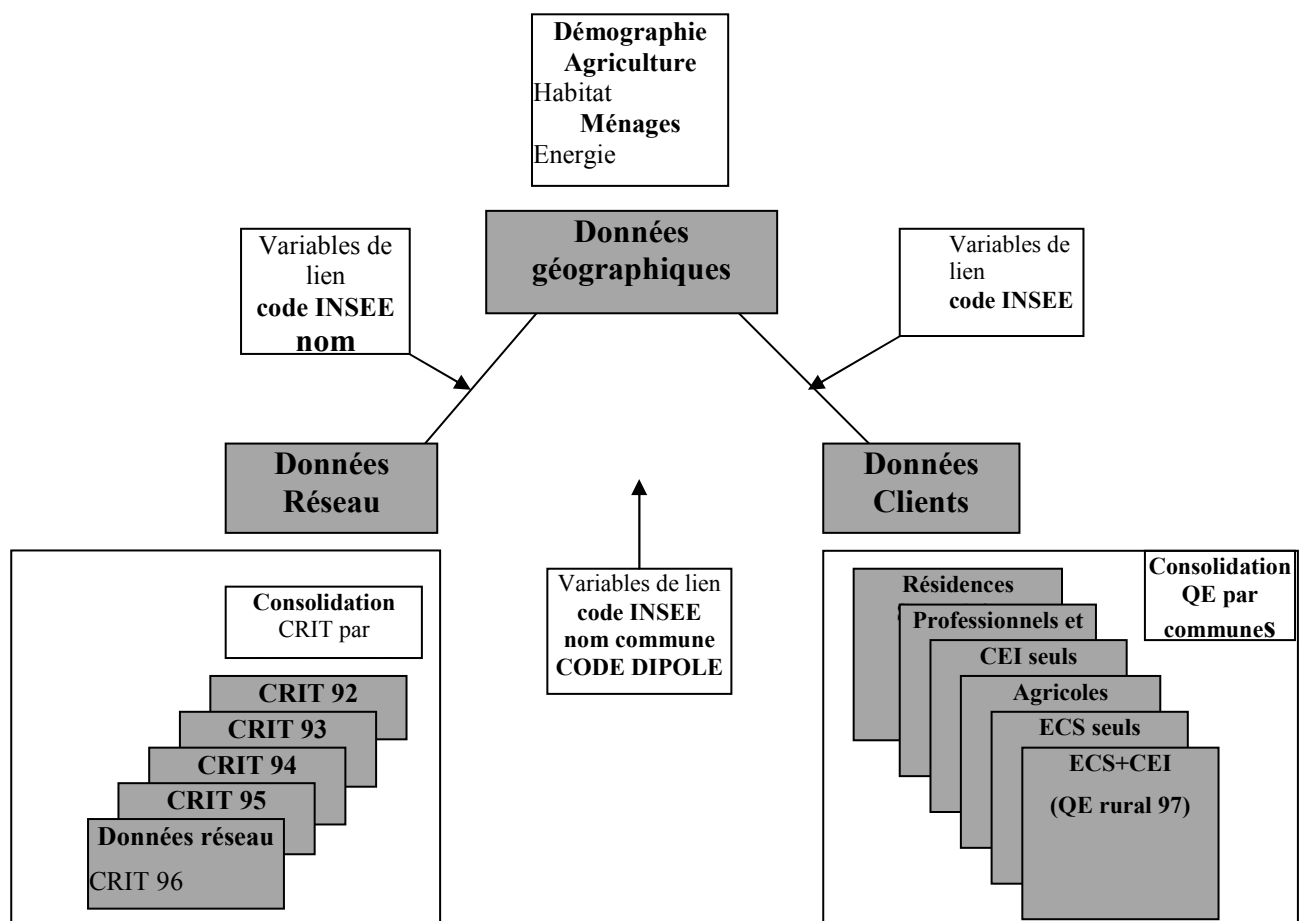
<sup>140</sup> C'est-à-dire celles qui sont éligibles aux aides du FACÉ au titre de l'électrification rurale ; les communes sont membres d'un syndicat primaire d'électrification rurale ou bien indépendantes.

- Typologie des communes selon le ZAU de l'INSEE
- Appartenance au régime rural

En ce qui concerne les variables continues, nous avons effectué des transformations pour calculer des parts relatives dans les communes. Les détails des définitions sont rappelés dans les paragraphes consacrés aux résultats des traitements et dans l'annexe consacrée aux traitements statistiques détaillés.

## 2.2 LES DONNÉES ÉLECTRIQUES ET LE SYSTÈME D'INFORMATION D'EDF

Les données relatives à la demande et au réseau sont issues du système d'information d'EDF, dont il convient de présenter l'architecture globale. Ce système s'articule autour de vastes bases de données qui stockent les informations sur les clients et les réseaux. Le module de calcul BAGHEERA permet à EDF d'anticiper sur les choix d'investissement et d'effectuer la planification et le suivis de la qualité de fourniture (de Gouvello, 1996, GDO). Le schéma suivant illustre cette architecture des données EDF.



Le schéma présente la structure d'organisation des données telle que nous l'avons élaboré à partir des données brutes. Les regroupements et les traitements effectués sont détaillés en annexe.

### **2.2.1 Le fichier client d'EDF**

Le fichier de Quittancement Elaboré ou QE, regroupe toutes les informations instruites par EDF sur ses clients. C'est un fichier de très grande taille (environ 29 millions de contrats basse tension enregistrés). Pour les communes de la Mayenne en régime rural, le fichier enregistre environ 82 000 clients basse tension au tarif bleu. Les données du QE de la Mayenne sont relatives à l'année 1997. Pour les besoins de notre recherche, nous avons extrait les consommations, les puissances souscrites des clients, leur type de contrat (domestique, agricole, professionnel et services publics), et leur « code de branchement ». Ce code est une indication indirecte des usages attendus en aval du compteur (présence ou absence d'usages thermiques avec une distinction entre eau chaude sanitaire et chauffage électrique). Les données brutes ont été agrégées au niveau communal dans un jeu de variables qui constitue le thème relatif aux consommations d'électricité. Les bases « énergie » du recensement de 1990 fournissent aussi la consommation de cette année ainsi que le nombre de clients selon quatre catégories différentes (domestiques, agricoles, professionnels et services publics).

### **2.2.2 Les données « réseaux », entre réalité et modélisation**

Les données réseaux font partie d'un vaste système d'information développé par EDF pour les besoins de la gestion et du développement du réseau. La fonction de ce système est double : permettre à EDF de rationaliser la gestion des ouvrages du réseau d'une part et de dimensionner les investissements au meilleur coût par le biais de simulations d'autre part. Ce système s'articule autour de trois grands blocs dont les fonctions sont complémentaires. Le premier bloc est constitué par la base de données qui décrit les propriétés physiques du réseau, la GDO (Gestion Décentralisée des Ouvrages) ; le second est le fichier client, qui alimente le module de calcul des états du réseau ; enfin le dernier bloc est le module de calcul électrique BAGHEERA. C'est un modèle de calcul qui, à partir de données physiques sur les ouvrages, et des données relatives aux clients raccordés sur les différentes parties du réseau calcule son état électrique. Les centres EDF effectuent à la fin de chaque année un calcul de l'état électrique de l'ensemble de leur réseau : le module BAGHEERA attribue des courbes de

charges-types aux clients de chaque tronçon de réseau, puis calcule un ensemble de paramètres électriques qui constituent l'état du réseau<sup>141</sup>.

Le fichier CRIT-BT agrège des données à la fois réelles et approchées, car résultant d'un calcul de charge par le module BAGHEERA. Les données physiques sont relatives aux attributs électriques des ouvrages basse tension : longueur des départs BT, part de lignes en fils nus, part en câbles torsadés, part des lignes souterraines, nombre de clients raccordés. Cet ensemble de données techniques du réseau est décomposé à un niveau fin. Les données brutes décrivent la situation des départs (c'est-à-dire de tronçons de réseau reliés à un poste HTA/BT et constituant un ensemble homogène du point de vue électrique). Le CRIT-BT détaille pour chaque départ BT la distribution des clients selon la chute de tension calculée par BAGHEERA. La disposition de cinq années de CRIT-BT nous a permis d'effectuer de nombreux traitements sur le thème réseau, tant au niveau des données brutes, que de leur consolidation communale.

### **3    *La chaîne des traitements de la méthode d'analyse géographique***

L'analyse géographique de la demande d'électricité que nous entreprenons consiste en une démarche analytique qui combine des traitements classiques avec un traitement original.

Notre but est double : d'une part nous cherchons à identifier des zones homogènes du point de vue de la demande, c'est-à-dire des modes de consommation d'électricité, ceci afin de faire ressortir les catégories de clients potentiels pour un programme de MDE rurale ; d'autre part, nous cherchons à voir comment les modes de consommation de l'électricité rétroagissent sur l'infrastructure d'offre, c'est-à-dire l'état des réseaux électriques.

Pour réaliser ces deux objectifs, nous mettons en œuvre une gamme d'instruments d'analyse statistique et cartographique. Sur un plan géographique, il serait souhaitable de déterminer les formes régionales de la demande d'électricité. Par formes régionales, on entend zones homogènes, c'est-à-dire les liens territoriaux qui définissent la morphologie des modes de consommation.

Nous employons deux voies pour les faire ressortir, la première consiste en une série de cartes thématiques qui visent à éclairer la répartition géographique d'un indicateur unique, ou d'un

---

<sup>141</sup> Cet état est appelé CRIT-BT, celui de l'année n-1 est renvoyé pour archivage à Paris, le nouvel état écrase l'ancien dans les bases de données de chaque centre.

groupe d'indicateurs ; la seconde consiste en un exercice de zonage statistique sur un jeu de variables dont nous détaillons la logique de choix plus loin.

Les deux démarches se complètent et s'enrichissent mutuellement : la cartographie thématique éclaire le choix des variables de l'analyse statistique et les résultats de celle-ci synthétise par leur représentation cartographique propre plusieurs analyses thématiques, ou plus précisément, une gamme de textures territoriales.

L'articulation des différents modes d'analyse détermine trois démarches complémentaires différentes.

- le premier niveau est celui de la connaissance de la distribution spatiale des indicateurs pertinents ;
- le second niveau est celui du choix des variables de l'exercice de zonage statistique ;
- le troisième niveau est celui de la construction et de l'interprétation des formes régionales de la demande d'électricité rurale.

La combinaison de ces trois niveaux constitue la démarche d'analyse géographique développée ici. Au premier niveau on procède à une cartographie thématique de l'espace du département sur un jeu d'indicateurs pertinents du point de vue de leur influence sur les consommations d'électricité (cette cartographie est reproduite dans l'annexe 6). Au second niveau on choisit les indicateurs les plus pertinents pour procéder à l'analyse statistique. Au dernier niveau on réinterprète les classes déterminées à l'étape précédente dans une perspective analytique pour déterminer la place des projets MDE efficaces socialement.

### **3.1 LA CONSTRUCTION DE ZONAGES STATISTIQUES**

Le zonage de la demande d'électricité rurale en Mayenne est une typologie communale des associations basée sur une synthèse statistique entre attributs les plus pertinents du point de vue de la demande d'électricité.

#### **3.1.1 Entre multiplicité des approches et contraintes opérationnelles**

Un zonage idéal est composé de blocs compacts. Ce sont de nouveaux objets que l'on appelle zones ou formes régionales. Elles sont construites selon les trois principes énoncés précédemment. Les méthodes statistiques de l'analyse des données, adaptées à la géographie



quantitative servent de guide dans le choix d'une méthode. Nous avons retenu une méthode parmi quatre méthodes de zonage classées ici par ordre de compacité des classes :

1. la superposition d'attributs choisis de manière réfléchie, qui conduit à une mosaïque dans laquelle il est possible de voir des trames formées de groupes plus ou moins compacts délimités par des zones de transition. C'est ce que l'on obtiendrait en superposant plusieurs cartes thématiques ;
2. l'utilisation d'un principe unificateur comme guide de lecture des caractéristiques de l'espace que l'on enrichit par l'ajout d'attributs qui ne sont pas représentés par ce principe unificateur. Le zonage obtenu sera moins compact que dans le cas précédent. Cependant on prend en compte des textures plus fines qui complètent le zonage guide ;
3. l'analyse en composantes principales d'attributs choisis de manière réfléchie, qui conduit à une mosaïque du fait que l'information géographique n'est pas prise en compte dans le jeu de variables ;
4. l'analyse en composantes principales avec lissage spatial sous contrainte de contiguïté qui consiste à transformer les données de manière à prendre en compte l'information spatiale de la localisation géographique des lieux ; il s'agit des analyses locales (Benali et Escoffier, 1990).

Nous employons la quatrième méthode (Hilal, 1996a) que nous détaillons dans l'annexe méthodologique car nous avons fait le choix de procéder à une analyse locale des attributs pertinents du point de vue de la MDE.

### **3.1.2 La chaîne des traitements statistiques**

La méthode se déroule selon des étapes suivantes :

1. choix d'un ensemble d'indicateurs des trois thèmes d'analyse retenus ;
2. analyse en composantes principales lissée des attributs ;
3. typologie des communes par agrégation sur les facteurs principaux qui synthétisent l'information pertinente du nuage des communes ;
4. interprétation de la typologie par projection de variables internes et externes à l'ACP pour illustrer la signification des classes de la typologie ;

5. regroupement des individus isolés dans la classes dont il sont les plus proches en terme de distance euclidienne au point moyen des classes ;
6. interprétation du zonage final par projection des variables externes, des thèmes réseau et demande d'électricité ; c'est l'étape d'interprétation des formes régionales de la demande d'électricité.

L'enchaînement des étapes est supposé nous fournir un zonage pertinent des déterminants de la demande d'électricité et du réseau.

#### **4 Les résultats de l'analyse géostatistique de la demande sur le département de la Mayenne**

Cette section présente les résultats finals de notre exercice de zonage. Les résultats détaillés figurent dans l'annexe 5. Le choix des variables utilisées pour l'analyse en composantes principales est explicité dans un premier temps. Ensuite, on interprète les résultats des zonages finals en terme de MDE en explicitant analytiquement les catégories du zonage.

##### **4.1 LES VARIABLES ACTIVES DE L'ANALYSE STATISTIQUE**

Le choix des variables actives de l'ACPL est motivé par leur pertinence du point de vue des choix de MDE. Cette orientation incite à limiter les variables sélectionnées, ce qui a l'avantage de faciliter l'interprétation des résultats en termes d'oppositions et d'associations entre groupes de variables. En outre, elle permet d'éviter « la confusion des effets » qui se manifeste lorsque l'on mélange ensemble un très grand nombre de variables de différents thèmes d'analyse.

Nous avons donc choisi un corpus limité de variables relatives à trois thèmes importants pertinents pour expliquer les facteurs déterminants de la demande sur le plan de la géographie humaine, des activités économiques, et du réseau.

Les trois thématiques de variables actives considérées sont celles de la répartition des catégories de clients basse tension, des données réseaux pertinentes sur le plan de la structure et de la dynamique des contraintes et enfin les activités agricoles. Par la répartition des catégories tarifaires, le premier thème représente les modes de consommation et les usages associés. Le second permet de relier les profils de types de réseaux à l'évolution des contraintes. Le dernier est retenu pour choisir les catégories d'exploitations agricoles qui seront sélectionnées dans un programme de MDE.

Les variables sont pour la plupart exprimées en pourcentage du total communal, quelques unes sont en taux de variation entre 1993 et 1996 et en effectifs sur cette même période.

Les variables actives de l'ACPL sont respectivement :

- dans le thème clientèle BT, la répartition des clients dans le total communal entre les sept catégories suivantes : clients agricoles, clients tout électrique (ECS+CEI), clients eau chaude électrique (ECS), clients chauffage seulement (CEI), clients usages spécifiques (sans ECS ni CEI), résidences secondaires et clients professionnels et services publics ;
- dans le thème agriculture, le pourcentage d'exploitations parmi les quatre catégories d'élevages dominants en Mayenne : laitier, bovins viande, porcin et avicole ;
- dans le thème réseau, le pourcentage des départs BT très longs, le flux net de résorption de départs BT en contrainte entre 1993 et 1996, le pourcentage de départs en précontrainte (entre 7% et moins de 11% de chute de tension), le pourcentage de départs en contrainte moyenne (entre 11% et 15 % de chute de tension), le pourcentage de départs en contrainte profonde (au-delà de 15 % de chute de tension) ; et le taux de croissance communal de la puissance appelée entre 1993 et 1996.

Le tableau suivant présente les valeurs statistiques des variables sélectionnées. Elles sont calculées pour les valeurs brutes et les valeurs après lissage spatial.

**Tableau 45 : Statistiques élémentaires des variables actives**

Variable	Données lissées			Données brutes	
	Moyenne	Ecart-type	Autocorrélation spatiale	Moyenne	Ecart-type
Part des clients agricoles	18,2	4,8	0,55	18,3	8,6
Part des clients ECS+CEI	21,7	3,6	0,42	21,4	8,5
Part des clients CEI	0,8	0,1	0,23	0,8	0,6
Part des clients ECS	13,9	1,0	0,29	13,9	3,4
Part des clients sans ECS ni CEI	24,1	2,2	0,41	24,0	5,3
Part des clients résidences secondaires	13,2	4,3	0,59	13,6	7,3
Part des clients professionnels / SP	8,1	0,8	0,32	8,1	2,3
Part des exploitations laitières	57,3	8,3	0,62	57,0	13,4
Part des exploitations bovin viande	27,6	8,8	0,67	27,8	13,0
Part des exploitations porcines	22,1	3,7	0,39	22,3	9,5
Part des exploitations avicoles	71,0	2,6	0,24	71,7	10,9
Part des départs BT très longs*	10,8	1,4	0,17	10,8	8,3
Flux net de résorption de contraintes entre 1993 et 1996**	0,5	0,9	0,39	0,5	2,4
Part des départs en précontrainte (7 à 11 %)	15,8	1,6	0,22	16,0	7,1
Part des départs en contrainte de 11 à 15 %	7,9	1,5	0,28	7,9	5,6
Part des départs en contrainte à plus de 15 %	5,8	1,6	0,33	5,7	4,8
Taux de croissance de la puissance foisonnée entre 1993 et 1996	4,4	0,8	0,26	4,3	2,9

\* pourcentage de départs de longueur supérieure ou égale au 9<sup>e</sup> décile (soit 371 mètres).

\*\* différence entre le cumul des contraintes résorbées et contraintes apparues entre 1993 et 1996.

### • L'importance des variables réseaux

Sur les dix-sept variables actives dans cette étape de l'ACPL avant la partition en zones homogènes, les variables réseaux sont importantes pour l'approche de la MDE sur les réseaux ruraux car elle nécessite de localiser les potentiels d'économies d'investissement significatifs tout en rétablissant une qualité de fourniture suffisante pour les clients. Nous avons retenu ces six variables réseau pour les raisons suivantes :

- 1) les économies les plus significatives tendent à se situer naturellement sur les départs BT les plus longs ;
- 2) les potentiels intéressants sont à rechercher là où l'on observe une accumulation des contraintes car la MDE peut s'y positionner plus favorablement pour les résorber ; en outre, cela signifie aussi que l'on s'intéresse aux zones où il existe un retard de remise à niveau du réseau ;
- 3) on estime également que les gains préventifs peuvent être importants, ce qui motive de retenir les communes avec des taux de départs en précontrainte élevés ;

- 4) la MDE tend à être facilitée là où les contraintes ne sont pas trop profondes (là où il y a entre 11 % et 15 % de chute de tension) ;
- 5) les communes où les puissances appelées croissent fortement sont a priori défavorables pour les actions de MDE car le réseau devra selon toute vraisemblance être adapté à court terme.

- **Les statistiques descriptives des variables actives**

Les statistiques descriptives permettent d'évaluer la dispersion des données. Par construction, les écart-types des données lissées sont plus faibles que ceux des données originales. Les moyennes des données lissées et brutes sont sensiblement les mêmes. Ceci signifie que le lissage conserve localement les moyennes, mais réduit la dispersion globale par le biais d'une réduction de la variabilité spatiale d'autant plus forte que celle-ci est importante et que le lissage est poussé.

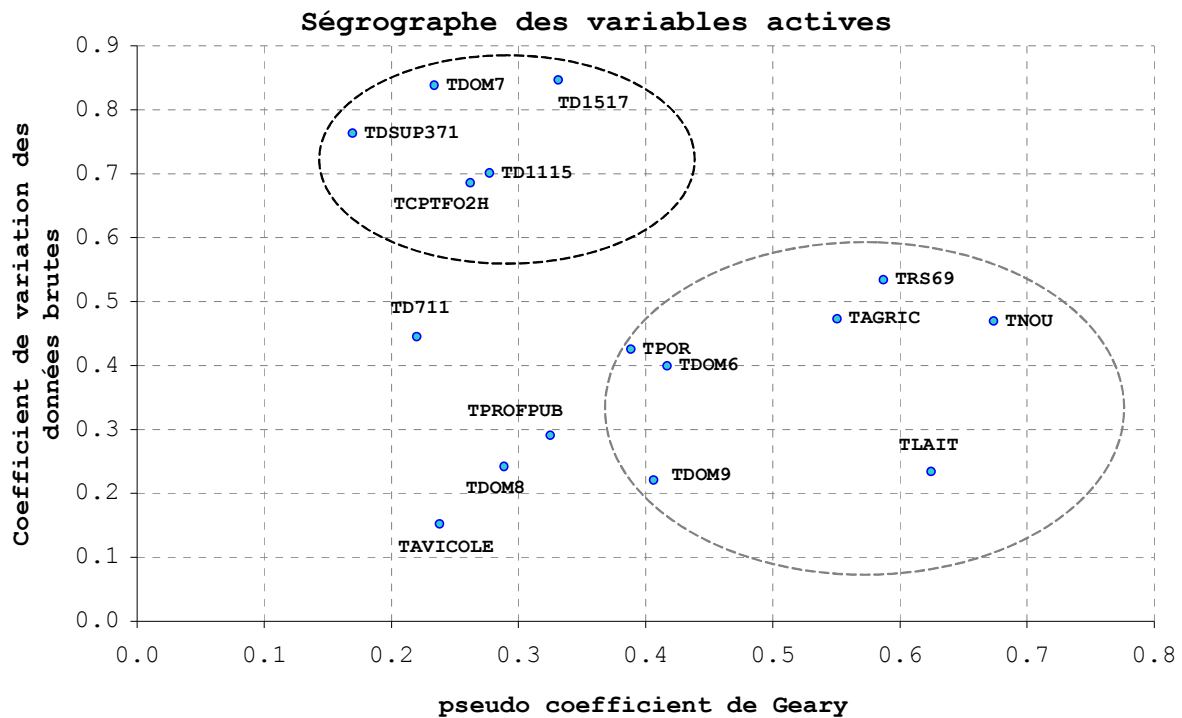
La dernière statistique que nous avons calculée s'assimile à un coefficient d'autocorrélation spatiale de Geary. En effet, la colonne « autocorrélation spatiale » du tableau est égale au rapport de l'écart-type des données lissées sur celui des données brutes. Le coefficient de Geary est le rapport d'une variance locale sur une variance globale. Nous avons une variance globale lissée sur une variance globale non lissée, en sorte que leur rapport s'interprète comme un coefficient d'autocorrélation spatiale. Ce coefficient exprime le degré de cohésion spatiale d'une variable : plus il est proche de 1, plus les communes voisines auront tendance à avoir des valeurs proches pour la variable considérée.

Une représentation dans un plan avec en abscisse le coefficient d'autocorrélation spatiale et en ordonnée le coefficient de variation des données brutes permet d'apprécier le degré de dispersion et le degré de cohérence spatiale<sup>142</sup>.

---

<sup>142</sup> Ce type de graphique s'apparente au « sérographe » utilisé par les géographes pour mettre en relation ségrégation et cohésion spatiale (Girault et Bussi, 2001).

Figure 11



Le coefficient de variation mesure l'hétérogénéité d'une série de données : plus les valeurs sont dispersées autour de la moyenne, plus il est élevé. Nous obtenons donc un graphique qui permet de représenter simultanément le degré de cohérence spatiale et d'hétérogénéité statistique. Les résultats de l'analyse des statistiques spatiales montrent clairement trois groupes de variables :

- Le premier groupe (entouré par l'ellipse foncée) est composé de variables ayant une faible cohésion spatiale mais une forte hétérogénéité statistique : taux de départs BT très longs (TDSUP371), en contrainte moyenne (TD1115) et profonde (TD1517), de croissance des puissances communales (TCPTFO2H) ; ce sont donc essentiellement des variables réseau. On trouve aussi la catégorie QE résiduelle des clients CEI seul (TDOM7).
- Le second groupe (entouré par l'ellipse grisée) est composé de variables statistiquement homogènes (coefficient de variation compris entre 0,2 et 0,5) mais dotées d'une grande cohérence spatiale (coefficient d'autocorrélation entre 0,4 et 0,8). Ce sont soit des catégories d'élevages : porcin (TPOR), mais surtout laitier (TLAIT) et bovin viande (TNOU), soit des catégories de clients EDF : clients sans ECS ni CEI

(TDOM9), clients ECS+CEI (TDOM6), agricoles (TAGRIC) et résidences secondaires (TRS69).

- Le troisième et dernier groupe de variables ne montre qu'une faible cohérence spatiale associée à une faible hétérogénéité statistique. Ce groupe composé de quatre variables contient une variable réseau, le taux de départs en précontrainte (TD711), les exploitations avicoles (TAVICOLE) et les catégories de clients professionnels et services publics (TPROPUB) et domestiques ECS seuls (TDOM8). Ces catégories apparaissent effectivement distribuées de façon relativement uniforme sur les cartes thématiques.

Les variables actives de notre ACP ont donc des propriétés statistiques assez contrastées : les données réseau sont plus hétérogènes et moins agglomérées spatialement tandis que certaines catégories de clients EDF sont très homogènes tout en étant fortement agglomérées spatialement : les clients agricoles et résidences secondaires, et, dans une mesure moindre, les clients domestiques ECS+CEI et sans ECS ni CEI.

#### **4.2 LE ZONAGE DE LA DEMANDE ET DU RESEAU**

L'application de la chaîne de traitement permet d'identifier cinq catégories différentes de communes. Les résultats complets sont détaillés en annexe 5. Le tableau suivant présente les caractéristiques saillantes du zonage statistique de la demande et du réseau dans le département de la Mayenne. Les aspects les plus marquants sont soulignés par des caractères gras. L'interprétation repose sur les profils statistiques des valeurs-test<sup>143</sup> des variables actives et supplémentaires de l'ACPL.

---

<sup>143</sup> Les valeurs-test s'assimilent dans le contexte de l'ACP à un test de signification de Student pour chacune des variables. Un signe négatif indique que la variable considérée est significativement inférieure à la moyenne dans la classe donnée, et inversement pour un signe positif. En triant les variables par valeurs-test supérieures à 2,0 on établit aisément la caractérisation des classes.

**Tableau 46 : Synthèse des catégories du zonage de la demande et du réseau**

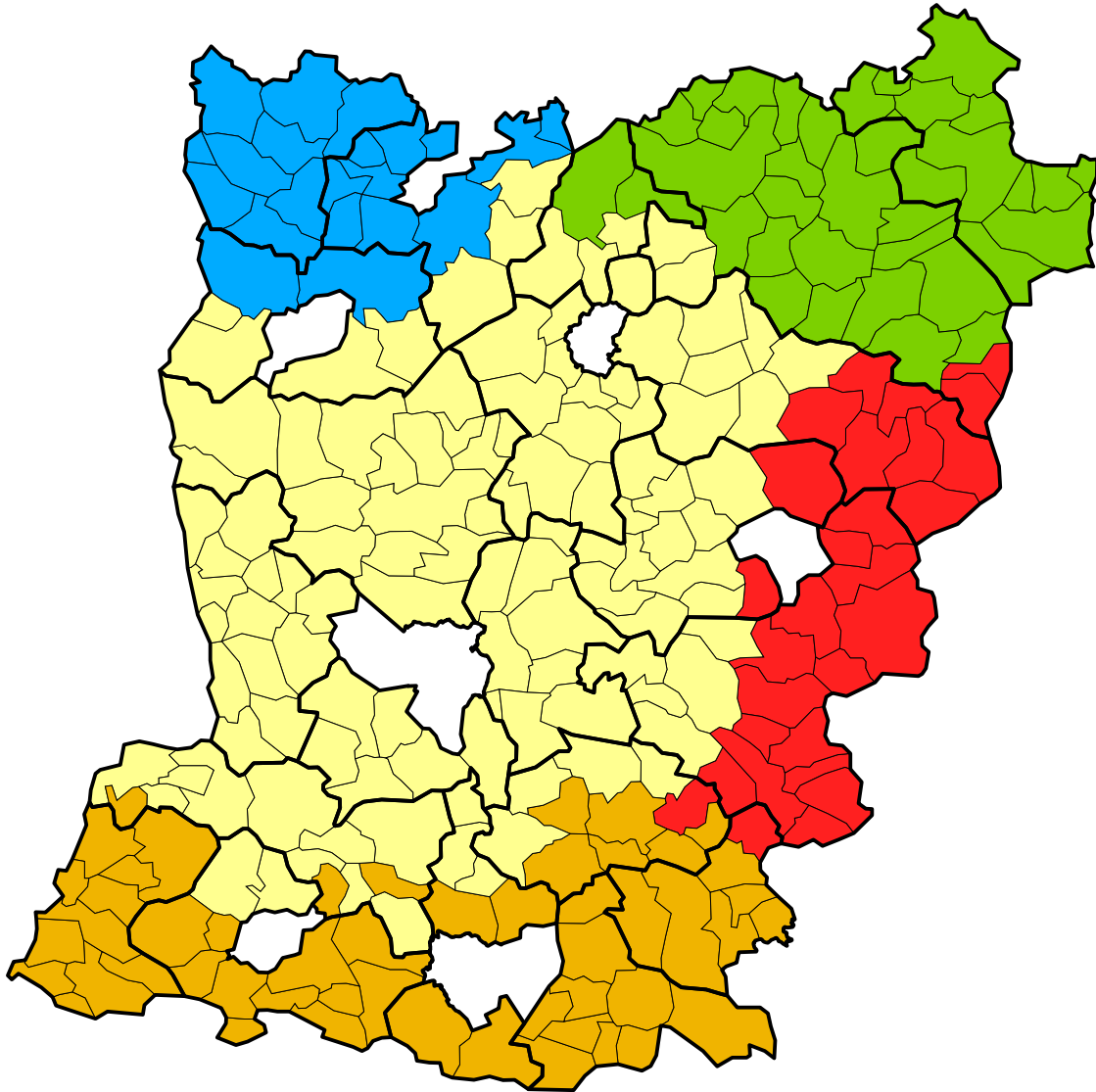
Catégories	Thème agriculture	Thème demande	Thème réseau
Classe 1 (centre)	Excès d'exploitations céréalières	Part clients agricoles faible <b>Très forte part de clients ECS+CEI</b> Part des consommations ECS+CEI très élevée	Réseaux souterrains Croissance du nombre de postes <b>La plus forte Croissance du nombre de clients</b> Plus grand stock de départs en contrainte <b>Dynamique de résorption des contraintes soutenue</b>
Classe 2 (Nord-Est)	<b>Excès d'élevages porcins et de chefs d'exploitation retraités</b>	<b>* Sous représentation des clients agricoles et ECS+CEI</b> <b>* Part très élevée de clients résidences secondaires</b> <b>* Faible consommation agricole</b>	Peu de fils nus Réseaux torsadés Départs très courts et denses en clients Croissance significative des puissances appelées <b>Dynamique forte d'apparition de contraintes</b> <b>Très forte croissance du nombre de clients en contrainte</b>
Classe 3 (Sud)	<b>* Déficit d'élevages porcins</b> <b>* Cultures industrielles et de légumes</b> <b>* Peu de chefs d'exploitation retraités</b>	Profils de clientèle moyen Consommations par client agricole et usage spécifiques élevées	Part de fils nus élevée Densité de clients faibles Départs BT longs <b>Résorption des contraintes</b> <b>Taux de clients en précontrainte élevé</b>
Classe 4 (Est)	Excès d'élevages de bovins viande	<b>Faible part de clients ECS+CEI</b> <b>Plus forte part de clients résidences secondaires</b>	Part de fils nus élevée Départs longs Croissance forte du nombre de postes et de clients <b>Dynamique de résorption des contraintes</b>
Classe 5 (Nord- Ouest)	Déficit d'élevage de bovins viande et de Cultures industrielles / légumes	<b>Faible part de clients ECS+CEI</b> <b>La plus forte part de clients agricoles</b> <b>Sous représentation des clients usages domestiques</b> <b>Très forte proportion des consommations agricoles</b>	Part de fils nus élevée Départs longs <b>Taux de départs et de clients en contrainte très élevés</b> <b>Faible croissance de la demande en nombre de clients et puissances appelées</b>

Ce tableau final permet donc à la fois une qualification synthétique des classes tout en pointant les catégories de clients et les zones rurales dans lesquelles nous pourrions proposer des programmes ciblés de MDE sur les réseaux de distribution. L'analyse des caractéristiques des classes permet d'en dresser la carte finale.



Carte 1

## Zonage final de la demande et du réseau en Mayenne



### Catégories du zonage final en cinq classes

Usages tout électrique, qualité de fourniture en amélioration	(112)
Forte présence de résidences secondaires, qualité de fourniture en dégradation	(37)
Profil moyen de clientèle, réseaux anciens, précontraintes élevées	(51)
Plus fort taux de clients, résidences secondaires, réseaux anciens en résorption	(28)
Clientèle très agricole, départs longs et anciens, contraintes élevées	(21)

Les cinq zones sont compactes, c'est-à-dire composées de groupes de communes d'un seul tenant, sans site isolé ou amas séparé. On notera l'absence d'effet de bord, notamment autour des communes en régime urbain qui ont été retirées de la carte. La classe 1 regroupe plutôt des communes des environs des pôles urbains de Laval et de Mayenne, tandis que les quatre autres classes forment des blocs de communes plutôt proches de la périphérie du département.

Considérons les caractéristiques saillantes des variables actives de l'ACPL pour chacune des cinq classes sur les trois thèmes d'analyse (agriculture, demande et réseau).

- **La classe 1 (centre)** se compose de 112 communes regroupées dans un bassin situé autour des agglomérations de Laval et Mayenne. La répartition des exploitations agricoles ne diffère pas de la moyenne départementale. Sur le plan de la distribution de la clientèle BT, cette classe présente la part de clients agricoles et résidences secondaires la plus faible du département, en contrepartie elle présente la part la plus élevée de clients ECS+CEI. Sur le plan du réseau, cette classe est la seule qui montre une résorption des départs en contrainte BT importante sur la période 1992-1996.

- **La classe 2 (Nord-Est)** comprend 37 communes au nord-est du département. L'élevage porcin est la caractéristique du secteur agricole la plus marquée dans cette zone. En ce qui concerne les clients BT, les parts relatives de clients agricoles, ECS+CEI et professionnels ou services publics sont inférieures à la moyenne du département, par contre, les clients résidences secondaires sont très nettement surreprésentés, dans une mesure moindre les clients domestiques à usages spécifiques (sans ECS ni CEI). Pour le thème réseau, dans cette classe, la part relative des départs BT très longs est nettement inférieure à la moyenne, c'est aussi la seule classe qui a connu un flux net d'apparitions de contraintes sur la période 1992-1996 ; cependant, les parts relatives de départs en contrainte moyenne et profonde sont inférieures à la moyenne départementale.

- **La classe 3 (Sud)** se compose de 51 communes du sud de la Mayenne regroupées autour du pôle urbain de Château-Gontier. La part relative des exploitations agricoles porcines y est nettement inférieure à la moyenne. La répartition de la clientèle BT montre un excès de clients agricoles et professionnels ou services publics et un net déficit de clients résidences secondaires. Sur le plan du réseau, la part des départs BT très longs est supérieure à la moyenne, de même que le taux de contraintes profondes (15 % de chute de tension ou plus).

- **La classe 4 (Est)** comprend 258 communes. La part des exploitations agricoles de bovins viande y est nettement plus élevée que la moyenne. La répartition de la clientèle BT montre un déficit de clients ECS+CEI, un excès de clients ECS seule et résidences secondaires. Les réseaux de cette classe sont caractérisés par une part relative de départs très longs plus élevée que la moyenne du département, on note un déficit de contraintes profondes.
- **La classe 5 (Nord-ouest)** se compose de 21 communes du nord de la Mayenne. C'est la seule zone dont la part des exploitations laitières est nettement supérieure à la moyenne départementale, de même, elle connaît un déficit d'élevages de bovins viande. Sur le plan de la clientèle BT, cette classe est la seule dont le taux de clients agricoles est le plus élevé relativement à la moyenne du département, inversement, les parts des clients ECS+CEI, ECS seuls et domestiques usages spécifiques sont inférieures à la moyenne du département. Sur le plan du réseau, cette zone a une part de départs très longs inférieure à la moyenne, de même pour le taux de croissance des puissances appelées, par contre, la part des contraintes profondes est nettement supérieure à la moyenne.

L'interprétation d'un zonage statistique peut être grandement facilitée par son croisement avec un autre zonage préexistant. Nous proposons pour affiner la caractérisation de l'espace Mayennais de croiser notre zonage avec le Zonage en Aires Urbaines de l'INSEE. Nous pourrions ainsi connaître la composition communale des classes du zonage de la demande et du réseau. Les catégories du zonage en aire urbaine sont décrites dans l'encart ci-dessous, de plus, en annexe 4 on trouvera une description plus détaillée des caractéristiques de la Mayenne du point de vue de ce zonage.

### Encart 9

#### Le Zonage en Aires Urbaines

**Espace à dominante urbaine** : ensemble des pôles urbains et des communes périurbaines.

- **Aire urbaine** : ensemble de communes, d'un seul tenant et sans enclave, constitué par un pôle urbain et par des communes rurales ou des unités urbaines dont au moins 40 % de la population résidente ayant un emploi travaille dans le pôle urbain ou dans des communes attirées par celui-ci ;

- **Pôle urbain** : unité urbaine offrant 5 000 emplois ou plus et n'appartenant pas à la couronne périurbaine d'un autre pôle urbain.

- **Couronne périurbaine** (d'un pôle urbain) : ensemble des communes de l'aire urbaine à l'exclusion de son pôle urbain ;

- **Communes multipolarisées** : communes rurales et unités urbaines situées hors des aires urbaines, dont au moins 40 % de la population résidente ayant un emploi travaille dans plusieurs aires urbaines, sans atteindre ce seuil avec une seule d'entre elles, et qui forment avec elles un ensemble d'un seul tenant.

- **Communes périurbaines** : communes des couronnes périurbaines et communes multipolarisées. La population périurbaine est la population vivant dans une commune périurbaine.

#### Complément rural du Zonage en Aires Urbaines

**Espace à dominante rurale** : ensemble des communes rurales et des unités urbaines n'appartenant pas à l'espace à dominante urbaine.

- **Rural sous faible influence urbaine** : ensemble des communes rurales ou unités urbaines, n'étant pas pôle rural et dont entre 20 % et 40 % des actifs résidents vont travailler dans des aires urbaines.

- **Pôles ruraux** : unités urbaines ou communes rurales offrant de 2 000 à moins de 5 000 emplois et dont le nombre d'emplois offerts est supérieur ou égal au nombre d'actifs résidents.

*L'intervention simultanée d'un nombre d'emplois et d'un taux d'emploi est justifiée par le fait que, contrairement à la logique qui prévaut pour le repérage des pôles urbains, ce n'est pas la seule concentration des emplois qui nous intéresse ici mais également le rôle que ces lieux peuvent jouer sur les communes environnantes.*

- **Périphérie des pôles ruraux** : ensemble des communes rurales ou unités urbaines, n'étant ni pôle rural, ni sous faible influence urbaine, et dont 20 % ou plus des actifs résidents travaillent dans les pôles ruraux.

- **Rural isolé** : ensemble de toutes les autres communes rurales ou unités urbaines.

Le tableau suivant donne le croisement entre les catégories du zonage de la demande et du réseau et celles du ZAU réduit aux espaces urbain et rural.

**Tableau 47 : Croisement du zonage demande et réseau  
avec le zonage en aires urbaines de l'INSEE**

En % du nombre de communes	Composition des classes du zonages par catégories de communes dans les limites du ZAU			
	En 1990		En 1999	
Classes	Espace urbain	Espace rural	Espace urbain	Espace rural
Classe 1	29	71	54	46
Classe 2	3	97	8	92
Classe 3	18	82	29	71
Classe 4	0	100	0	100
Classe 5	0	100	0	100
Ensemble	17	83	31	69

Le tableau donne la répartition en pourcentage du nombre de communes dans les deux catégories d'espaces du ZAU : l'espace à dominante urbaine et l'espace à dominante rurale. Cette répartition est donnée pour les années de recensement 1990 et 1999. La classe 1 se distingue nettement des autres par son caractère nettement plus périurbain : en 1990 c'est la seule classe dont 30 % des communes appartiennent à l'espace à dominante urbaine. La classe 3 vient ensuite avec un peu de 20 % de communes de l'espace à dominante urbaine, ce qui s'explique par le pôle urbain de Château-Gontier. La classe 2 est composée en quasi-totalité de communes de l'espace à dominante rurale (97 %), tandis que les classes 4 et 5 ne regroupent que des communes rurales.

En 1999 bien que le classement entre classes ne se soit pas modifié, l'extension urbaine a nettement progressé entre 1990 et 1999 : la classe 1 passe de 29 % à 54 % de communes urbaines, la classe 2 de 3 % à 8 % et la classe 3 de 18 % à 29 % . Les classes 4 et 5 restent inchangées, avec 100 % de communes rurales.

La classe 1 est donc composée de communes plutôt périurbaines en raison de la faible présence des clients agricoles et de la très forte présence de clients tout électrique ECS+CEI. La dynamique du réseau est favorable puisque c'est la seule zone où les contraintes se résorbent plus vite qu'elles n'apparaissent. Cela est probablement dû un effort en terme de travaux en raison du caractère périurbain de ces communes. Cependant, en l'absence de données sur les programmes de travaux précis sur la même période, nous ne pouvons que nous reposer sur le calcul théorique d'EDF.

Les groupes du zonage se caractérisent par leur caractère nettement plus rural, hormis dans une mesure moindre la classe 3 de la périphérie de Château-Gontier. La classe 2 se distingue par une dynamique réseau défavorable avec apparitions nettes de contraintes et une forte

implantation de résidences secondaires. La classe 3 présente des caractéristiques mixtes avec une clientèle agricole importante et un déficit de résidences secondaires. Le réseau est relativement ancien, avec des départs longs et une part de contraintes profondes élevée. La classe 4 ressemble à la classe 2 par la présence des résidences secondaires et une moindre présence de l'agriculture dans la clientèle BT. La classe 5 est une zone très agricole avec une forte implantation d'élevage laitier, d'où une moindre présence du tout électrique, bien que les réseaux soient plus denses les contraintes profondes sont importantes.

La combinaison de ces caractéristiques permet d'orienter la nature des actions de MDE selon la nature des projets MDE que le maître d'ouvrage souhaite réaliser.

## **5    *L'utilisation d'un zonage d'étude***

La question est à présent d'articuler la connaissance véhiculée par le zonage avec d'autres aspects plus quantitatifs liés aux coûts de renforcement des réseaux. Nous abordons dans cette section deux thèmes distincts mais partiellement liés. Premièrement nous identifions des zones d'action de MDE que pourraient mener des maître d'ouvrage ruraux sur la base de nos résultats. Deuxièmement, nous complétons cet exercice de zonage en estimant sur les zones sélectionnées un coût de renforcement moyen.

Ce paragraphe nous permet d'introduire une question intéressante dans le contexte futur d'une ouverture du marché de l'électricité. Il s'agit en effet de l'hétérogénéité spatiale des coûts de distribution qui tendrait à induire une grande variabilité dont nous allons tirer des évaluations chiffrées des enjeux de la MDE dans le cas de la Mayenne. Enfin nous concluons le chapitre en abordant une question relativement délicate, à savoir l'articulation entre zonages d'études et zonages de savoir. Cet exercice est naturellement mené dans la perspective de la réalisation d'un programme de MDE sur réseaux ruraux.

### **5.1 TYPOLOGIE DES PROJETS DE MDE MACRO**

En raison du faible nombre de projets macros entrepris, la réflexion autour des différents types de projets est très pauvre. Le développement de la méthode d'analyse géostatistique a permis d'esquisser plusieurs propositions d'utilisation des zonages pour définir différentes voies de réalisation de projets macro (de Gouvello et Nadaud, 2000).

La première voie consiste à orienter les actions sur des catégories de clients précises. C'est l'approche « par type de client ». Dans ce type de projets, on s'intéresse à une ou plusieurs

catégories de clients dont on localise les zones de fortes concentrations. Si on s'intéresse à une classe de clients donnés, une cartographie simple doit suffire, au-delà le zonage statistique sera utile. Le projet reposera sur une unique technologie ou un panier de technologies pour chaque catégorie de clients. Par exemple pour les élevages laitiers on préconisera le pré-refroidissement en laiterie et l'isolation des chauffe-eau électriques en local technique.

La seconde voie est de se concentrer sur une approche de réseau : cela consiste à rechercher dans un premier temps des zones répondant à divers critères de réseau puis à analyser par la suite comment traiter ces départs en contrainte en fonction des clients que l'on trouvera. On pourra se baser sur un critère (par exemple la longueur ou le nombre de clients par départ BT, ou bien encore un seuil de longueur de réseau par client) ou plusieurs. La même remarque s'applique que précédemment pour l'utilisation des zonages.

La dernière approche consiste à faire un croisement de critères de réseau et de clientèle en une seule fois. Cela suppose d'effectuer un zonage complet mêlant des critères pertinents du point de vue de la MDE sur les thèmes réseau et demande. C'est l'approche que nous adoptons ici.

## **5.2 UNE EVALUATION DU POTENTIEL D'ECONOMIES DE RENFORCEMENT**

Les zones homogènes apportent la connaissance fine de la demande et de la dynamique du réseau. Nous évaluons le potentiel technique d'économies de renforcement permises par la MDE que nous croisons avec notre zonage. Il s'agit donc d'une évaluation du potentiel maximal et non pas du potentiel économiquement récupérable. A l'issue de cette évaluation nous proposerons des zones d'action prioritaires.

### **5.2.1 Les hypothèses d'évaluation du potentiel technique**

L'évaluation du potentiel d'économies de renforcements repose sur les hypothèses suivantes. Nous ne prenons en compte que les départs en contrainte car le traitement des départs en précontrainte suppose des traitements que nous n'avons pu réaliser<sup>144</sup>. La méthode est relativement simple, elle repose essentiellement sur une estimation des coûts de renforcement individuels de tous départs en contrainte à la date  $t$ , puis le choix de seuils selon diverses

---

<sup>144</sup> Il faudrait pour cela pouvoir projeter la à laquelle les départs en précontrainte seront en contrainte puis ensuite estimer le gain en terme de report qu'apporte la MDE. Ceci suppose des traitements de masse dans les logiciels d'EDF ou dans un programme ad-hoc.

hypothèses de sélection des départs en contrainte intéressants. Les résultats sont ensuite consolidés au niveau des zones et projetés sur une carte.

Les éléments de coût moyen des renforcements de l'étude Ferrand-Léger (1996) permettent de reconstituer individuellement ce coût pour chaque départ en contrainte. Nous avons retenu les cinq hypothèses suivantes : le coût de renforcement moyen de la Mayenne de 135 kF par départ BT renforcé en 1996 ; ce coût par départ équivaut en moyenne à 115 kF par kilomètre de lignes renforcées hors poste HTA/BT ; nous supposons que l'ensemble du départ est renforcé ; nous ne tenons pas compte des postes ; on suppose que les renforcements sont aériens. Ces hypothèses simplificatrices permettent de contourner la difficulté de reconstitution des travaux réels pour chaque départ en contrainte, ce qui ne pourrait être fait que par le biais de simulations dans des logiciels spécialisés.

Pour chaque départ en contrainte en 1996, nous estimons le coût de renforcement au kilomètre et par client mal alimenté. Ensuite nous appliquons un filtre de sélection des départs MDE selon deux modalités : (1) sélection de tous les départs mal alimentés très longs, c'est-à-dire mesurant plus de 371 mètres<sup>145</sup> ; (2) sélection des départs mal alimentés selon un critère de coût de renforcement, ici les départs dont le coût est supérieur ou égal à la médiane et la moyenne des coûts de renforcement (respectivement 85 et 100 kF) ; (3) sélection des départs selon qu'ils ont 2, 4 ou 6 clients mal alimentés au plus.

---

<sup>145</sup> Sur l'ensemble des départs BT sur le département, 10 % au une longueur supérieure ou égale à 371 mètres.



**Tableau 48 : Les potentiels techniques de MDE par zones**

scénarii	Hypothèse	Statistique en clair	Zones					Total
			1	2	3	4	5	
Statistiques des DMA*	Référence	Longueur de lignes (m)	855730	163215	342254	151364	246575	1759138
		Nombre de clients total	6158	2097	2041	1195	1494	12985
		Départs en contrainte	698	114	289	113	194	1408
		Longueur par client (m)	139	78	168	127	165	135
		Clients mal alimentés	2804	836	1120	500	771	6031
potentiel DMA longs	Tous les DMA de plus de 371 mètres	Départs en contrainte	150	4	96	27	25	302
		Coût de renforcement (kF)	21989	354	14847	4201	3288	44679
		Clients mal alimentés	258	6	170	46	38	518
		Coût par CMA (kF)	85	59	87	91	87	86
potentiel des DMA selon le coût de renforcement	Coût de 85 kF par départ mal alimenté	Départs en contrainte	358	68	136	65	107	734
		Coût de renforcement (kF)	68068	14868	25992	12865	20620	142413
		Clients mal alimentés	1330	386	648	375	399	3138
		Coût par CMA (kF)	51	39	40	34	52	45
	Coût de 100 kF par départ mal alimenté	Départs en contrainte	261	62	104	47	79	553
		Coût de renforcement (kF)	54951	14035	21596	10430	16836	117848
		Clients mal alimentés	1041	354	433	328	311	2467
		Coût par CMA (kF)	53	40	50	32	54	48
potentiel des DMA selon le nombre de clients mal alimentés	Au plus 2 CMA**	Départs en contrainte	373	47	177	65	88	750
		Coût de renforcement (kF)	49831	7722	21887	8852	11497	99789
		Clients mal alimentés	557	62	257	88	131	1095
		Coût par CMA (kF)	89	125	85	101	88	91
	Au plus 4 CMA	Départs en contrainte	553	69	257	87	144	1110
		Coût de renforcement (kF)	75937	11299	33834	12295	20032	153398
		Clients mal alimentés	1174	140	519	164	322	2319
		Coût par CMA (kF)	65	81	65	75	62	66
	Au plus 6 CMA	Départs en contrainte	625	83	269	98	166	1241
		Coût de renforcement (kF)	87913	13771	36270	15080	23723	176757
		Clients mal alimentés	1558	219	584	224	445	3030
		Coût par CMA (kF)	56	63	62	67	53	58

\* Départs mal alimentés, donc en contrainte de tension

\*\* Clients mal alimentés.

Le potentiel de MDE se trouve concentré dans la zone 5 qui est la plus vaste en nombre de communes et donc de clients. Les zones 2 puis 3 ont un effectif de clients égal puis les deux dernières ont les plus petits. Examinons les potentiels techniques selon les différentes critères.

#### a) Le potentiel de départs très longs

Ce potentiel s'élève à 302 départs mal alimentés (DMA) en tout, dont 150 dans la zone centre et environ 100 dans la zone sud. Les autres zones offrent un nombre modeste de départs en contrainte. Le potentiel total sur toutes les zones représente 45 MF environ. En raison de la longueur de ces départs, le coût par client mal alimenté est le plus élevé : 86 kF par client ; il est sensiblement le même sur les zones centre et sud.

#### b) Le potentiel de départs mal alimentés de coût supérieur au coûts médian et moyen

Il est beaucoup plus conséquent puisque, selon que le coût de renforcement est supérieur à 85 ou 100 kF, on obtient un potentiel compris 118 et 142 MF, ce qui représente entre 553 et 734 départs mal alimentés respectivement. Les départs en contrainte se répartissent cette fois sur

les zones centre, sud et nord-ouest, avec respectivement 358, 136 et 107 DMA au coût de 85 kF par départ, et respectivement 261, 104 et 79 DMA pour 100 kF par renforcement. Les départs sélectionnés sont nettement plus courts, ce qui fait que les coûts par client mal alimenté sont bien plus faibles que pour la première approche centrée sur les départs très longs : 45 kF environ contre 86 kF.

### **c) Le potentiel de départs de faible nombre de CMA**

Le critère du nombre de clients mal alimentés (CMA) par DMA est beaucoup plus large puisque, si on compte en tout 1413 DMA sur les 249 communes en régime rural, ce critère en retient entre 750 et 1 241. En terme d'investissement, cela représente 100 MF pour les 750 départs avec au plus deux CMA, 153 MF pour les départs avec au plus 4 CMA et 176 MF pour ceux d'au plus 6 CMA. Le nombre de clients concernés varie entre 1 000 et 3 000 sur ces trois hypothèses. Le coût par CMA décroît fortement passant de 96 kF à 58 kF. Ici aussi le gros du potentiel se situe sur les zones centre, sud et nord-est.

## **5.3 DÉDUCTION DES ACTIONS BASÉE SUR LE ZONAGE ET LES POTENTIELS TECHNIQUES DE MDE EN MAYENNE**

La proposition d'actions de MDE part des potentiels d'économies de renforcement sur chaque départ, des caractéristiques de la demande sur chaque zone et enfin la dynamique du réseau. Le choix est défini en nous basant naturellement sur les caractéristiques objectives issues de l'interprétation des classes, mais aussi en tenant compte de la gamme des actions techniquement réalisables et des potentiels techniques calculés. Nous supposons que chacune des classes du zonage de la demande et du réseau pourrait constituer une zone d'intervention indépendamment de ses autres caractéristiques. Autrement dit, nous négligeons dans un premier temps l'existence du zonage institutionnel qu'il pourrait être important de considérer comme base de l'action. Dans le cas précis de la Mayenne, cela est justifié car la notion de syndicats primaires est purement administrative puisque la programmation et la gestion des travaux est entièrement déléguée aux techniciens des administrations déconcentrées de l'État. Il est clair que dans la plupart des autres départements le zonage institutionnel aura une bien plus grande importance parce que les maîtres d'ouvrages ruraux porteurs des projets de MDE devront tenir compte des syndicats primaires. Cela vaut aussi bien pour les syndicats départementaux qui ont la maîtrise d'ouvrage des travaux et plus encore pour les structures avec maîtrise d'ouvrage dispersée entre syndicats primaires.

Nous proposons de retenir les critères suivants pour exclure des zones de l'éligibilité à la MDE :

1. les zones dans lesquelles la demande croît de manière soutenue en raison des besoins de renforcement des réseaux qu'impose la croissance de la demande ;
2. les zones pour lesquelles les résorptions de contraintes sont supérieures aux apparitions excepté dans un schéma « préventif » c'est-à-dire en anticipation des contraintes futures : on ne traitera donc que les « précontraintes » dans de telles zones ;

A l'inverse, le critère d'éligibilité est le suivant : l'ancienneté des réseaux en raison justement de leur vétusté<sup>146</sup> ; nous concentrons notre attention sur les départs très longs avec peu de clients, ces départs étant les plus coûteux à renforcer ou renouveler ;

Dans le domaine des actions techniquement réalisables, les clients suivants sont éligibles à différentes catégories d'actions :

- clients agricoles ayant pour activité l'élevage porcin ou laitier ;
- clients ECS+CEI avec de fortes consommations de chauffage ;
- clients ECS seule
- clients usages domestiques utilisant en fait des usages thermiques ;
- clients résidences secondaires ayant une forte incidence sur des réseaux très peu denses ;

Les actions de MDE suivantes sont considérées :

- moteurs efficaces en exploitation agricole, isolation des points de livraison d'eau (ballons d'ECS), pré-refroidissement du lait et optimisation des tanks à lait en laiterie, passage en biogaz en circuit fermé dans les élevages porcins pour les besoins de chauffage des animaux<sup>147</sup> ;
- décalages de chauffe-eau ;
- isolation et régulation pour les clients tout électrique avec du chauffage ;

---

<sup>146</sup> Nous verrons en troisième partie que cette proposition entre souvent en contradiction avec la vision des maîtres d'ouvrages de l'électrification rurale, toutefois nous n'excluons pas cette option en raison des configurations souvent très propices rencontrées dans ce genre de réseaux.

<sup>147</sup> Dans certaines exploitations proches de zones urbaines desservies en gaz, les éleveurs optent pour le chauffage au gaz au lieu de radiants électriques.

- changements tarifaires éventuellement avec réduction de puissances souscrites ;
- les lampes basses consommations (LBC) plus comme « promotion »
- solutions « avant compteur » consistant à utiliser des dispositifs mobiles (décaleurs adaptateurs de tension, transformateurs triphasé-monophasé) qui s'apparentent plus à de nouvelles pratiques de gestion du réseau mais comptent comme options de MDE.

Nous ne retenons pas les solutions de type électroménager performant chez le client, car le statut juridique de telles actions n'est toujours pas stabilisé, sans compter que les impacts sur la qualité de fourniture ne sont pas évidents, tout comme les LBC. Nous resterons donc très généraux sur les actions mais nous nous concentrerons plus sur les catégories de clients et les caractéristiques de réseaux, ceci ouvrant la perspective de classer les régions selon des niveaux de priorité.

Le tableau suivant propose les types d'actions que nous préconisons pour chacune de nos zones. Les catégories de clients sont sélectionnées en fonction du poids relatif de leurs consommations rapport à la moyenne départementale. Nous avons en outre considéré que les clients à ECS seule sont une catégorie générique éligible dans toutes les zones, ce que nous justifions en supposant que les actions de décalage des chauffe-eau sont les moins coûteuses et les moins aléatoires<sup>148</sup>. En ce qui concerne les potentiels, nous indiquons les évaluations dans chaque zone pour trois hypothèses de sélection des départs BT en MDE : départs très longs, départs de coût de renforcement supérieur à 100 kF, départs avec au plus six clients mal alimentés.

---

<sup>148</sup> On dirait qu'elles ont le meilleur rapport coût/efficacité.

**Tableau 49 : Typologie des actions de MDE par classes  
du zonage de la demande et du réseau**

<b>Zones</b>	<b>Types de clients visés</b>	<b>Intérêt en terme de réseau</b>	<b>priorité</b>	<b>Potentiel</b>
1 (Centre)	ECS+CEI ECS seule	Précontraintes seulement	5	Inconnu
2 (Nord-est)	Résidences secondaires Clients ECS seuls	Très forte croissance des clients et départs en contrainte	1	354 kF <sup>(a)</sup> 14 MF <sup>(b)</sup> 14 MF <sup>(c)</sup>
3 (Sud)	Clients agricoles Clients ECS+CEI Clients professionnels Clients ECS seule	Départs et clients en contrainte et précontrainte	3	15 MF 21 MF 36 MF
4 (Est)	Clients agricoles Résidences secondaires Clients ECS seule	Départs et clients en contrainte et précontrainte	4	4 MF 10 MF 15 MF
5 (Nord-ouest)	Clients agricoles Clients ECS seule	Clients et départs en contrainte abondants mais en évolution stable	2	3 MF 17 MF 24 MF

(a) DMA de plus de 371 mètres ; (b) coût unitaire de 100 kF ou plus ; (c) DMA ayant de 1 à 6 clients mal alimentés.

L'ordre de priorité se base sur des critères de réseau sachant qu'il est plus intéressant pour un maître d'ouvrage rural de traiter les départs en contrainte déjà existants et coûteux à renforcer. La mention des départs en précontrainte ouvre une possibilité supplémentaire, mais que nous n'avons pu évaluer. Compte tenu de la dynamique de la demande, nous écartons les zones où celle-ci s'est fortement accrue et où le réseau a fait l'objet de travaux importants qui ont permis une résorption importante des contraintes présentes en 1992.

Le choix des types d'actions par zones revient à ne pas tenir compte de la zone centre, la plus vaste et celle qui offre le plus grand potentiel sur les départs en contrainte (de 22 MF à 88 MF au plus). Les autres zones offrent des potentiels significatifs. Le potentiel total maximal sur les quatre autres zones est de l'ordre de 90 MF. Compte tenu du fait que les besoins de travaux la dernière année connue avec exactitude (1998) s'élevaient à 56 MF (dont 42 MF pour les travaux de renforcement de la tranche A/B), nous pouvons constater que le potentiel maximal sur nos quatre zones représente environ deux ans de travaux.

#### **5.4 APPORT DU ZONAGE DANS L'OPTIMISATION DES GAINS COLLECTIFS**

L'intérêt du zonage pour le maître d'ouvrage est de pouvoir optimiser ses investissements là où ils sont socialement les plus utiles. La connaissance des liens entre déterminants de la demande et impacts sur le réseau est d'une grande utilité puisque le maître d'ouvrage est en mesure de connaître les catégories de clients qui sont les plus sensibles aux perturbations de tension sur une zone donnée. La nature des variables prises en compte dans l'analyse, tant

comme variables actives que supplémentaires permet d'affiner les aspects techniques des projets.

La première étape est de disposer d'un zonage, de préférence le plus général possible comme celui que nous avons construit. Cela se justifie sur au moins deux plans. Le premier est que le croisement des thèmes réseau et demande permet une optimisation plus poussée des investissements de MDE pour le maître d'ouvrage. En effet, la connaissance des spécificités de chaque zone permet de mieux choisir les actions. Par exemple, comme on sait que la zone 1 de notre zonage est composée de clients ECS+CEI en raison de son caractère périurbain mais les contraintes se sont fortement résorbées on doit s'attendre à y trouver des logements relativement plus récents, des réseaux souterrains avec peu de contraintes. On sera donc amené soit à rejeter cette zone, soit à ne s'intéresser qu'aux départs en précontraintes et tout particulièrement aux logements anciens avec chauffage électrique. La seconde est que le zonage fait apparaître des zones de stress du réseau dont on peut déterminer la nature mais dont la contrepartie est aussi de permettre une optimisation des investissements classiques de renforcement puisqu'il existe des configurations où les renforcements seront plus efficaces que la MDE, c'est le cas notamment des zones où l'on constate un retard dans la qualité de fourniture en présence d'une croissance de la demande. Dans de telles configurations, la MDE peut s'avérer insuffisante pour rétablir la qualité de fourniture.

L'optimisation de la demande et de son impact sur les réseaux suppose dans un premier temps de connaître les deux aspects. Nous avons montré comment cela est possible. Il reste à mettre les aspects offre et demande sur le même plan pour réaliser cet optimisation sectorielle spatialisée des investissements de réseau et de MDE. Les opportunités de MDE économiquement justifiées permettent de générer des gains collectifs immédiats ou à moyen terme. En effet, dès que plusieurs renforcements peuvent être reportés, des cas plus urgents peuvent être traités autre part, le tout en maintenant une qualité de fourniture meilleure sur un plus grand nombre de clients. En outre, les gains générés par la MDE sont plus larges que ceux des renforcements. Ceci provient du fait que la MDE améliore à la fois le confort et l'efficacité énergétique des clients participants tout en permettant une meilleure utilisation des réseaux existants. Les gains du côté des clients et de l'efficacité énergétique sont plus difficiles à évaluer en raison de leur caractère incertain mais aussi de leur diversité.

La principale difficulté de cette optimisation sectorielle de la demande et de son impact sur le réseau est qu'elle nécessite une connaissance fine d'un grand nombre d'indicateurs et de leur

structure de corrélation. De plus, le contexte territorial importe beaucoup et doit être pris en compte, ce que nous avons fait par le lissage spatial. La connaissance fine des caractéristiques de la demande permet d'aller bien plus loin puisqu'au contraire de l'approche de renforcement classique qui n'aborde qu'un aspect du problème on tend ici vers la possibilité de jouer sur deux plans, autrement dit de maximiser les économies de développement des réseaux tout en amenant la qualité de fourniture à un niveau supérieur pour un niveau d'investissement donné.

Un dernier point à envisager est que l'on peut compter dans le cas d'un projet macro sur la possibilité d'améliorer plus rapidement la qualité de fourniture dans un département par l'articulation entre programmes de MDE et programmes de travaux classiques. L'intérêt immédiat est de permettre une utilisation socialement plus efficace des fonds publics de l'électrification rurale, tant les aides du FACÉ que les fonds propres des syndicats. S'il est peu probable de voir à court ou moyen terme les niveaux d'investissement d'un syndicat baisser en valeur absolue, il est clair qu'une amélioration plus rapide de la qualité de fourniture constitue une utilisation plus rationnelle des fonds publics de l'électrification rurale.

Le maître d'ouvrage dispose d'une méthode souple qu'il peut adapter à ses besoins en fonction du type de projets qu'il souhaite réaliser. Elle a l'avantage de donner une image globale des caractéristiques spatiales de la demande et du réseau pour servir de base à des projets de complexité ou d'envergure variable. L'ensemble très large des configurations possibles montre que leur connaissance dans l'espace permet de mieux situer les contextes les plus favorables à la MDE que pour les investissements de réseau les plus urgents ce qui constitue un préalable à l'optimisation des investissements et des gains collectifs.

## **5.5 L'ARTICULATION DU ZONAGE D'ÉTUDE AUX LOGIQUES D'ACTEURS**

L'identification de zones homogènes nous a permis de mieux cerner les catégories de clients et d'actions envisageables. Cependant, dans une optique de projets, nous devons tenir compte des logiques de décision des différents acteurs. On s'intéresse principalement aux maîtres d'ouvrages porteurs des projets.

L'articulation des zonages d'étude dans le contexte institutionnel local est une question délicate qui est loin d'être clairement tranchée. Les zonages d'étude se superposent aux zonages institutionnels d'autant moins que leur champ est large. C'est typiquement le cas en

ce qui nous concerne, vu que nous avons considéré trois thèmes certes liés, mais bien différenciés.

Notre zonage d'étude doit être superposé aux deux autres zonages d'action plus pertinents sur le plan de l'électrification rurale : le zonage des syndicats primaires d'électrification rurale, et le zonage des agences d'exploitation du centre EDF.

Une première validation croisée consiste à superposer les deux zonages (syndicats et zones homogènes), puis à sélectionner les syndicats qui sont totalement ou en bonne partie sur des zones intéressantes sur le plan de la MDE. Nous avons d'emblée écarté la plus grande région comme zone d'action prioritaire, ce qui est un peu restrictif, car on aurait pu examiner les territoires des syndicats un par un.

Un second niveau de validation croisée consiste à projeter nos indicateurs réseau et clientèle sur les syndicats d'électrification rurale, puis à comparer les résultats avec les zones homogènes. Toutefois, cela affaiblit la pertinence de la méthode. Celle-ci se trouverait limitée à la production d'un zonage d'étude sans contenu opérationnel clair, ce qui n'est pas gênant dans le cas de la Mayenne, mais introduirait une difficulté supplémentaire dans les départements où les syndicats primaires effectuent la programmation des travaux. Dans le cas de la Mayenne, la programmation des travaux est entièrement déléguée aux responsables de l'électrification rurale des administrations déconcentrées, la DDA s'occupe du nord du département, plus agricole, tandis que la DDE gère le sud. La principale particularité de la Mayenne est que les élus ruraux se sont assez largement désengagés de l'électrification rurale, en la déléguant entièrement à des fonctionnaires. Il va de soi que, dans la plupart des autres départements, ces derniers exercent un simple rôle de contrôle de conformité administrative, les syndicats maîtres d'ouvrages sont les porteurs des projets.

Rien ne s'oppose dans le cas de la Mayenne à utiliser le zonage d'étude comme zone de projets, ce qui n'est pas forcément le cas dans d'autres départements, comme on l'a vu du fait de la diversité et du morcellement institutionnel. La Mayenne apparaît pratiquement comme une exception peut-être pas unique mais venant confirmer la règle.

## **6 Conclusion**

Ce chapitre montre comment localiser les potentiels de MDE sur les réseaux ruraux dans le but de réaliser des projets d'envergure à l'échelle d'un département. L'enjeu de cette



approche est donc d'exploiter les gains d'efficacité collective à une échelle significative de manière à doter les syndicats d'électrification rurale d'une politique d'action sur la demande complémentaire de leur politique d'offre par le développement des réseaux.

Une méthode d'analyse statistique et géographique est proposée puis testée sur le département de la Mayenne. Cette méthode repose sur deux hypothèses clefs : premièrement, bien que l'espace rural soit plus diversifié que l'espace urbain, il est possible d'identifier des zones présentant une homogénéité statistique ; deuxièmement, dans une optique de MDE sur réseaux ruraux, il est nécessaire de croiser les informations sur le réseau avec celles sur la demande et ses déterminants fondamentaux.

A partir de ces deux hypothèses, nous construisons un zonage de la demande et du réseau à partir d'un jeu de variables pertinent du point de vue de la MDE. La méthode s'enchaîne en trois étapes, la première consiste à extraire les composantes principales de la structure de corrélation des données après lissage spatial, la seconde à construire le zonage par classification automatique sur les composantes les plus systématiques et la dernière consiste en l'interprétation des classes. On distingue une interprétation interne (explicitation de la structure de corrélation du tableau de données initiales) et une interprétation externe (positionnement de variables illustratives, c'est-à-dire n'ayant pas servi au calcul des composantes). Le résultat final conduit à considérer cinq zones homogènes d'un seul tenant, ce qui correspond bien à l'idée de zonage. Ces zones réunissent des caractéristiques de demande et du réseau bien spécifiques.

Nous proposons ensuite une évaluation du potentiel technico-économique récupérable à partir d'hypothèses sur les coûts de renforcement moyens. La combinaison de ces critères nous permet de proposer la réalisation d'un projet macro sur quatre des cinq zones identifiées. Le potentiel technique final représente de l'ordre de deux années de besoin de renforcement.

On a montré que notre méthode d'analyse géographique est opérationnelle pour construire des zones homogènes pertinentes du point de vue de la demande et du réseau afin de mieux cibler les actions de MDE macro. Cet impératif d'une forte articulation entre connaissance de la clientèle et des usages, de leurs déterminants socio-économiques avec les caractéristiques du réseau se traduit dans le monde rural par la nécessité d'introduire une dimension géographique. Celle-ci permet une connaissance beaucoup plus fine de l'articulation entre dynamiques de la demande et du réseau mais elle s'avère indispensable dans le cas du monde

rural en raison de la diversité de ses attributs. Ceci permet alors d'envisager la MDE sur les réseaux ruraux comme une démarche d'optimisation spatiale du développement de la demande et de son impact sur les réseaux. Les bénéfices de la démarche font émerger la possibilité d'un double dividende contrairement au seul développement de l'offre. En effet, un projet de MDE optimise autant les usages des clients que l'usage collectif du réseau et des fonds publics que sont les aides du FACÉ ou les fonds propres des syndicats. On voit donc que la MDE permet d'entrevoir une efficacité collective potentiellement supérieure au développement de l'offre, dans les cas où elle est économiquement justifiée. De plus, ces gains d'efficacité collective passent obligatoirement par une optimisation spatiale des investissements tant de MDE que du réseau. Cela s'explique par le fait que là où les investissements de MDE sont significatifs, les gains sur le réseau le sont aussi ce qui ouvre la possibilité d'optimiser les investissements sur les réseaux là où ils sont les plus nécessaires. La difficulté de l'approche de l'analyse géostatistique de la demande et du réseau tient d'une part en une relative complexité des traitements à effectuer, puisque l'on se place d'emblée sur un plan très large, celui d'un département, voire d'une région et d'autre part à l'importance du volume de données statistiques nécessaires aux calculs, lesquelles sont dispersées sur de nombreuses sources. La méthode est suffisamment souple pour s'adapter aux besoins des maîtres d'ouvrages en fonction des types de projets qu'ils souhaitent réaliser.

Toutefois, la question de l'articulation des zonages produits par notre méthode géostatistique avec l'optique des projets menés par des syndicats se pose. La difficulté est alors de tenir compte du zonage en syndicats primaires. Il faudrait pour cela croiser le zonage des syndicats primaires avec le zonage de la demande afin de sélectionner des syndicats précis et les projets associés. Le résultat serait une perte d'efficacité économique dans le sens où les projets ne correspondraient plus exactement aux zones révélées par l'approche géographique.



## Conclusion générale

La problématique générale de la thèse est de montrer comment une innovation institutionnelle peut se diffuser dans le contexte particulier hérité de l'histoire du service collectif de l'électrification rurale en France. Un chapitre introductif présente les particularités de l'innovation que constitue la Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) encouragée en 1995 par le régulateur du régime d'électrification rurale. Nous partons du constat des difficultés initiales de cette innovation entre 1995 et 2000. La compréhension de ces obstacles de diffusion nous impose un retour sur l'histoire de l'électrification rurale et les fondements normatifs de la régulation des monopoles publics en vigueur dans les industries électriques.

L'analyse historique du régime d'électrification rurale retrace les étapes importantes dans la diffusion du service collectif de l'électricité dans les campagnes. Un équilibre institutionnel s'est élaboré progressivement dans lequel les élus locaux ruraux ont eu un rôle primordial. Cet engagement des élus ruraux va déterminer durablement la trajectoire institutionnelle du régime d'électrification rurale fondée sur une séparation institutionnelle des choix d'investissement sur les réseaux de distribution publique entre exploitant et concédant. On crée et consolide également un mécanisme de solidarité basé sur un fonds national d'aide aux collectivités locales. La création d'EDF en 1946 n'a pas remis en question le fonctionnement du régime d'électrification rurale. Elle a permis l'affirmation d'un mode de régulation fondé sur la théorie de l'optimum sectoriel basé sur l'application de la tarification au coût marginal assortie d'une péréquation géographique des tarifs nationale.

Cette construction institutionnelle remplira sa mission entre la nationalisation et l'achèvement de l'électrification du territoire vers la fin des années 1960. Le régime d'électrification rurale est entré par la suite dans une dérive qui aboutit à une perte de son sens puisque les besoins d'investissement ne cesseront de croître bien que la mission initiale soit accomplie. Cette perte de sens a pour origine la persistance du mécanisme d'aide aux collectivités rurales dans le contexte d'une stratégie commerciale d'EDF s'appuyant sur les usages thermiques du segment domestique. La péréquation des tarifs accorde une forte subvention croisée aux usages concurrentiels de l'électricité pour lesquels les communes sous le régime d'électrification rurale forment un terrain de diffusion très favorable. L'ampleur de pénétration des usages thermiques s'explique par le handicap des combustibles concurrents relativement à l'électricité en raison de la péréquation des tarifs et par l'impact cumulatif

d'une dynamique d'extension urbaine qui touche particulièrement un régime d'électrification rurale défini selon une logique administrative qui ne recouvre plus la réalité géographique.

Cette perte de sens aura deux conséquences. Premièrement, elle conduit à un recul de l'équité territoriale qui se manifeste par un poids croissant des investissements à la charge des collectivités locales entraînant une augmentation progressive des inégalités de qualité de fourniture entre départements en raison de l'inertie des modes d'attribution des dotations du FACÉ. Deuxièmement, le régime d'électrification rurale devient progressivement un frein à l'optimisation sectorielle des investissements sur les réseaux de distribution publique ruraux.

La double perte de sens du régime d'électrification rurale se révèle pleinement lors du X<sup>e</sup> Inventaire (période de 1995 à 1999) au travers de l'éloignement de l'optimum collectif qui transparaît par le biais des variations de coûts de renforcement affichés par les départements, soit dans un intervalle 1 à 8 alors que selon EDF les écarts de coût de distribution internalisés dans la péréquation varient dans un rapport de 1 à 2 seulement.

Cette explicitation des faits permet de situer les quatre principaux apports de cette thèse.

Le premier apport est un approfondissement de l'analyse des dysfonctionnements causés par la dérive du régime d'électrification rurale. Le paroxysme de cette crise du régime se situe en 1995 et 1996. Il conduit au resserrement des critères de gestion du régime d'électrification rurale à la suite de l'évaluation des coûts de distribution sur une base commune plus objective en raison de l'extrême dispersion des coûts déclarés lors du X<sup>e</sup> Inventaire. Cette évaluation a de plus révélé l'importance de la dérive du régime au travers des inégalités de dotations en regard des coûts de réseaux, ce qui a justifié d'amples révisions des clefs de répartition nécessaires pour rétablir une situation reflétant mieux l'adéquation entre les moyens disponibles au plan national et les besoins objectifs. Le resserrement de la gestion se manifeste aussi par un raccourcissement de la planification des besoins et une procédure plus rigoureuse d'évaluation des coûts ex-ante.

Le second apport est relatif aux fondements normatifs de la MDE. Il s'agit d'étendre le domaine de l'optimisation collective à la demande là où la MDE est moins coûteuse que le développement de l'offre. Le DSM permet alors de concilier deux aspects : (1) en réduisant la consommation en pointe il évite de construire de nouvelles centrales dans un contexte économique défavorable ; (2) en se rapprochant des coûts marginaux de court terme il permet d'améliorer les recettes des entreprises. Le DSM présente un bilan en termes d'optimum

collectif qui prend en compte l'impact des actions sur l'ensemble des agents : les clients participants et non participants, les entreprises et la collectivité par les externalités environnementales qu'évitent les actions de DSM. L'efficacité économique est donc explicitement intégrée dans la démarche de DSM, éventuellement à l'aide de mécanismes d'incitation monétaires assortis d'une obligation d'effort minimal.

Le troisième apport de la thèse concerne des préconisations normatives de mise en oeuvre de la MDE sur réseaux ruraux. En premier lieu la pratique du calcul économique MDE par l'élargissement du bilan économique aux effets de surplus sur l'ensemble des acteurs, ce qui inclurait le syndicat, les clients, EDF, et le FACÉ. Ce bilan élargi serait plus correct sur le plan du calcul économique public mais aussi sur celui de la vocation des acteurs parties prenantes au service collectif de l'électrification rurale, notamment le syndicat et le FACÉ. Ce calcul élargi des impacts de la MDE permettrait la sélection des meilleures options techniques et l'évaluation de leurs conséquences sur le régime d'électrification rurale. Ensuite, en fonction de l'identification de la répartition des coûts et des bénéfices de l'approche MDE, différents mécanismes d'incitation inspirés des pratiques américaines ont été comparés en termes d'efficacité. Nos conclusions indiquent l'intérêt d'un mécanisme d'incitation qui consisterait à reverser aux syndicats une partie des bénéfices proportionnelle aux économies d'investissement de réseaux générées par la MDE. A ce mécanisme de partage des gains nous proposons d'assortir une indexation de l'augmentation des dotations en souterrain à un effort proportionnel en MDE. Nous suggérons d'étendre cette indexation à l'ensemble des dotations et de laisser aux syndicats la discrétion de sélectionner l'option la plus appropriée à leurs contraintes.

Le quatrième apport est le développement d'une méthodologie d'optimisation du repérage spatial des potentiels de MDE sur réseaux ruraux. Cette méthodologie propose un ensemble d'outils d'analyse statistique permettant de croiser les déterminants de la demande avec ceux des réseaux électriques afin de repérer des zones MDE pertinentes à la fois sur le plan des usages et celui des contraintes de réseau. Cette approche géographique du réseau et de la demande prend en compte la diversité géographique de l'espace rural selon ces deux dimensions. L'idée clef est que l'espace rural se structure en zones présentant une unité territoriale en terme de localisation des activités et de la population qui se traduit par une homogénéité statistique. Ceci renvoie à la notion de zonage qui permet de regrouper des objets spatiaux selon leurs similitudes à l'aide de méthodes d'analyses des données

spécialisées et d'hypothèses sur les coûts de développement des réseaux. On peut évaluer ainsi les potentiels techniques accessibles sur les cinq zones de demande de même que les catégories de clients participants. Cette analyse géostatistique de la demande et du réseau permet d'élaborer des projets MDE génériques à l'échelle d'un département en maximisant leur efficacité en termes collectifs.

Une extension prometteuse de l'approche serait l'analyse des effets de l'hétérogénéité spatiale à deux niveaux territoriaux.

Le premier se situe au plan national, celui où apparaissent les disparités entre départements. C'est le niveau qu'observe le régulateur pour prendre ses décisions. Au sein des départements les disparités de qualité de fourniture devraient être analysées sous l'angle de l'interaction entre espaces sous influence urbaine et espaces ruraux. En effet, la périurbanisation tend à restreindre la vocation du régime d'électrification rurale, ce qui justifierait une redéfinition périodique des départements relevant du régime d'électrification rurale. Un basculement de certains départements en régime urbain aurait pour conséquence de déconnecter la gestion des réseaux des contextes politiques locaux, et d'obliger le gestionnaire des réseaux à supporter l'ensemble des conséquences de ses choix d'investissement mais plus encore à rationaliser sa politique commerciale. Face à ce problème, la comparaison de départements semblables sur le plan des réseaux et de la demande mais de régimes d'électrification différents serait utile. En effet, une telle comparaison des coûts de réseau et de la qualité de fourniture selon le régime d'électrification permettrait une évaluation de leurs efficacités économiques relatives.

La seconde échelle d'hétérogénéité spatiale se situe au niveau infra départemental. Il s'agit ici d'explorer de manière plus systématique les effets locaux de la péréquation, sachant qu'une déperquation des coûts de distribution nécessiterait un découpage fin du territoire. Le zonage de la demande et du réseau en Mayenne a bien montré l'importance de l'hétérogénéité spatiale qu'il conviendrait d'approfondir à l'aide de données plus précises sur les coûts des ouvrages. Enfin, l'hétérogénéité spatiale infra départementale pourrait aussi être explorée en dynamique par l'analyse de l'évolution des réseaux et l'amélioration des méthodes de zonage.

## Bibliographie

ABORD DE CHATILLON. R., COMBES. (1999) *Critères de répartition de la tranche C du FACÉ (Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification)*. Rapport du Conseil Général des Mines, Paris.

ABORD DE CHATILLON. R., PIKETTY, G., TRINK, C. (2000) *La sécurisation du système électrique français*. Rapport de Mission pour le Ministère de l'Économie des finances et l'Industrie. Secrétariat d'État à l'Industrie – Conseil Général des Mines. Paris, Mai.

ALLAIS. M. (1948) « Le problème de la coordination des transports et la théorie économique ». *Revue d'économie politique*, mars-avril 1948.

ANSELIN. L. (1996), « Interactive techniques and exploratory spatial data analysis ».

ARROW. K.J. (1969) « The Organization of Economic Activity : Issues Pertinent to the Choice of Market versus Non-Market Allocation ». In *The Analysis and Evaluation of Public Expenditures : The PBB-System*, Joint Economic Committee, 91<sup>st</sup> Congress, 1<sup>st</sup> session, vol 1, Washington.

ASSOCIATION POUR L'HISTOIRE DE L'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE, « Histoire Générale de l'Electricité en France. Tome Troisième. Une Oeuvre nationale : l'équipement, la croissance de la demande, le nucléaire (1946-1987) ». Sous la direction d'Henri Morsel. Fayard, Paris, 1987.

ATKINSON. A.B. STIGLITZ. J.E. *Lectures on Public Economics*. Mc Graw Hill, 1980.

AUROUX. J (1998) « Réforme des zonages et aménagement du territoire », Rapport à Monsieur le Premier ministre, Assemblée Nationale, Avril.

AUTESSERRE. L. (1997) « Le Climatron ». *Bulletin d'histoire de l'électricité*, n°30, décembre, pp. 41-51.

BANOS. A. (2001) « A propos de l'analyse spatiale exploratoire des données ». *Cybergéo*, [www.cybergeo.presse.fr/modelis/banos/article.htm](http://www.cybergeo.presse.fr/modelis/banos/article.htm)

BARALE. F. (2000) « Critique de l'économie des réseaux et de son principe de séparation infrastructure-services ». *Revue d'économie industrielle* n°91, 1<sup>er</sup> trimestre 2000.

BARZEL. Y. (1982) « Measurement cost and the organization of markets ». *Journal of Law and Economics*, vol. XXV (April 1982).

BAUMGARTNER. E., MENARD. P. (1996) *Dictionnaire Étymologique et historique de la langue Française*. Coll. Encyclopédies d'aujourd'hui, Le Livre de Poche, Paris, 1996.

BEGUIN. H., THISSE. J-F. (1979) « An Axiomatic Approach to Geographical Space ». *Geographical Analysis*, vol. 11, no. 4 (October 1979).

BEGUIN. M., PUMAIN. D. (2000) *La représentation des données géographiques*. Statistique et cartographie. Collection Cursus – Géographie. Armand Colin, seconde édition

BENALI H., ESCOFFIER B. « Analyse factorielle lissée et analyse factorielle des différences locales ». *Revue de Statistique Appliquée* 38(2) :55-76.

BENHAM. A., BENHAM. L. (1998). « Measuring the Costs of Exchange ». Communication au Second Annual Meeting of the International Society for New Institutional Economics. Paris, 1998.



- BENSON, B., L. (1998 ?) « Regulation, more regulation, partial deregulation, and reregulation : the disequilibrating nature of rent-seeking society ». Communication du colloque « Austrian and Public Choice Approaches to Political Economy ».
- BERGOUIGNOUX. J., VAROQUAUX. W. (1987) « Caractéristiques du service public de l'électricité ». in Informations et Réflexions, juillet, n°2. EDF, Paris.
- BERNARD. P. (2000) « Tarification des services publics » in *Dictionnaire des Sciences Economiques*. PUF. Paris. Préface de K.J. Arrow.
- BESSIERE, (1971) *Vingt-cinq ans d'économie électrique*.
- BESSY-PETRI. P., SICAMOIS. Y., (2001) « Le Zonage en aires urbaines en 1999. 4 millions d'habitants en plus dans les aires urbaines ». INSEE PREMIERE N° 765, Avril.
- BESSY-PIETRI P., HILAL M., SCHMITT B., (2000) « Recensement de la population de 1999 Evolutions contrastées du rural ». INSEE PREMIERE, n° 726, Juillet.
- BLUMSTEIN. C., KRIEG. B., SCHIPPER. L., YORK, C. (1980) « Overcoming social and institutional barriers to energy conservation ». Energy Vol. 5, n°4, pp. 355-371. Pergamon Press Ltd.
- BOITEUX, M. (1956) « La vente au coût marginal ». Revue française de l'énergie, Vol. VIII, N° 81, décembre.
- BOITEUX. M. (1949) « La tarification des demandes en pointe : application de la théorie de la vente au coût marginal ». Revue de générale de l'électricité, Tome 58, N° 8, Août 1949, pp. 321-340.
- BOITEUX. M. (1956) « Sur la gestion des monopoles publics astreints à l'équilibre budgétaire ». *Econometrica*, 1956 pp. 21-40.
- BOITEUX. M. (1969) « Le service public de l'électricité et la concurrence ». Revue française de l'énergie. Octobre-novembre.
- BOITEUX. M. (1987) « Le calcul économique dans l'entreprise électrique ». Revue de l'énergie, n°390, février-mars 1987.
- BOITEUX. M. (1993) *Haute tension*, Odile Jacob, 1993.
- BOITEUX. M., DE MONBRIAL. T., MUNIER. B. (1986) *Marché, Capital et Incertitude*. Ouvrage collectif en l'honneur de Maurice Allais, Economica, Paris.
- BOITEUX. M., PUISEUX. L. (1970) « Neutralité tarifaire et entreprises publiques ». Bulletin de l'Institut International d'Administration Publique, n°12, Paris.
- BONAÏTI. J-P. (1996) « La décentralisation dans la loi de 1946 : du compromis introuvable à l'accommodement implicite », in *La nationalisation de l'électricité en France. Nécessité technique ou logique politique ?* pp. 173-193. Paris, PUF.
- BÖS. D. (1986) *Pricing and Price Regulation. An Economic Theory for Public Enterprises and Public Utilities*. Advanced Textbooks in Economics, Vol. 34, C.J BLISS, M. D. INTRILIGATOR ed. North Holland, 1986.
- BÖS. D. (1994) *PUBLIC ENTERPRISE ECONOMICS. Theory and Application*. Advanced Textbooks in Economics, Vol. 23, C.J BLISS, M. D. INTRILIGATOR ed. North Holland, 1986.
- BOUNEAU, C. (1996) « Les effets de la Grande Crise et de la guerre sur la reconstruction du réseau électrique français ». In *La nationalisation de l'électricité en France : nécessité*

technique ou logique politique ? 1946-1996. Actes du 11e Colloque de l'AHEF, 3-5 avril 1996. PUF, Paris.

BOUVET, J., et alii., (1991) *Rapport du Groupe de Travail du IX<sup>e</sup> Inventaire*, Paris, Juin.

BRAITHWAIT, S., CAVES, D. (1994) "Three Biases in Cost-Efficiency Tests of Utility Energy Efficiency Programs". *The Energy Journal*, Vol 15, No 1.

BRETON, V.A., WINTROBE, R. (1975) "The Equilibrium size of a budget maximizing Bureau ; a note on Niskanen's Theory of Bureaucracy". *Journal of Political Economy*, 83, 1975, pp. 197-205.

BROOKES. L. (2000) "Energy efficiency fallacies revisited". *Energy Policy* 28 (2000) pp. 355-366.

BROWN. J. D., HEAL. G. (1979) « Equity, Efficiency and Increasing Returns ». *Review of Economic Studies*. Vol 46, n°4, pp. 571-585.

BRY. X. (1996) « Analyses factorielles multiples », *économica*, coll. Poche techniques quantitatives.

BURKHART., R et al. (1995) « Routines and Other Recurring Action Patterns of Organizations: Contemporary Research Issues ». Santa Fe Institute Working Papers.

CAILLIEZ. F., PAGES. J-P., « Introduction à l'Analyse des Données », SMASH, Paris, 1976.

CALCIU. M., (1995) « Une méthode de classification sous contrainte de contiguïté en géomarketing ». Université des Sciences et Technologies de Lille.

CARDOT. F. (1985) « Louis Figuié, les merveilles de l'électricité », Paris

CARDOT. F. (1986) « L'histoire de l'électricité en France. Bilan et perspectives » pp. 69-83, in *1880-1980, Un siècle d'électricité dans le monde*, Paris, PUF

CAREME. F., GARCIA. F., HAAG. D., LEDERER. P., MOISAN. F. (1993) « Fondements et cadre de cohérence économique pour des actions de maîtrise de la demande ». *Revue de l'énergie*, n° 454, décembre, p. 1-11.

CAURET, L. (1997) « Dynamiques de la maîtrise de la demande d'électricité. Jeux d'acteurs et outils en métropole et en outre-mer ». Thèse de doctorat en économie de l'Ecole des Hautes Etudes en Sciences Sociales, Paris, décembre.

CAYRON. M. (1995) *SICAE 75 ans d'histoire... déjà... 1920-1995*.

CHARPIN, J-M., DESSUS, B., PELLAT, R. (2000) Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire. Rapport au Premier Ministre, Commissariat Général au Plan, Paris.  
La documentation Française  
([www.plan.gouv.fr/organisation/seeat/nucléaire/rapport.pdf](http://www.plan.gouv.fr/organisation/seeat/nucléaire/rapport.pdf)).

CHEFDEVILLE. H. (1991) « Plan de développement des réseaux. Calcul des coûts marginaux ». EDF, DEPS, Service de la Tarification, ST.91088, 9 p.

CHEFDEVILLE. H. (1995) « Tarification de l'électricité en France : principes et construction des barèmes ». Notes de la DEPS Tarification, cahier n°30, Paris, juin 1995.

COASE. R. (1937) « La nature de la firme » in *Revue d'Économie Politique*.

COASE. R. (1998) « The New Institutional Economics ». *American Economic Review*, volume 88, n° 2, May 1998. (pp. 72-74).

- COHEN. D.M., (1995) « Routines and Other Recurring Action Patterns of Organizations : Contemporary Research Issues » Santa Fe Institute Working Paper, November.
- COLLI. J-C. « Cent ans d'électricité dans les lois » Bulletin d'histoire de l'électricité, numéro spécial, 1986.
- COLOMBIER, M. (1992) « Régulation économique et projet technique. Le jeu des compromis entre efficacité, équité et innovation dans le cas de l'électrification rurale en France ». Thèse de doctorat de l'EHESS.
- COLOMBIER, M., HOURCADE, J-C. (1989) « Développement des réseaux et modulations spatio-temporelles des tarifs : l'équité territoriale revisitée ». Revue économique, Volume 40, n° 4, Presses de la Fondation Nationale des Sciences Politiques, Paris, juillet.
- COLOMBIER, M., SALLES, J-M (1988) « Intérêt pour l'électrification rurale de la diffusion de délesteurs de puissance chez les abonnés. Etude exploratoire ». USEDA-CIRED, Avril.
- CONSEIL DE LA CONCURRENCE. (1999) « Bulletin officiel de la Concurrence, de la Consommation et de la Répression des Fraudes » BOCCRF, n° 17, 14 octobre 1999.
- COSPEREC, J-P., JULIEN, E., FERON, P. (1993) « Les outils de planification des réseaux BT à EDF ». Communication au Congrès International des Réseaux Électriques de Distribution.
- COURBIS. R. (1972) « Tarifs publics et équilibre économique ». Economie et Statistique, 1972, N°30, pp. 19-27.
- DAVIDSEN, J., HOLGER, E., BORNHOLDT, S. (2001) « Emergence of small world from local interactions : Modeling acquaintance networks ». cond-mat/0108302.
- DE GOUVELLO C. (1996a) « Le système d'information GDO-BT d'EDF ». Rapport pour le ministère de l'Industrie, CIRED, Paris.
- DE GOUVELLO C. (1996b) « Maîtrise de la demande d'électricité dans les zones rurales. Expérimentations et perspectives, 2<sup>e</sup> phase ». Coll. Données et références, ADEME, Paris.
- DE GOUVELLO C. (1996c) « Maîtrise de la demande d'électricité et surcoûts de la desserte électrique rurale, 1<sup>e</sup> phase ». Préface de Michel Guillebaud, Chef du service de l'électricité à la Direction du gaz, de l'électricité et du charbon. Coll. Données et références, ADEME, Paris.
- DE GOUVELLO C., NADAUD F. (1999) « Maîtrise de la Demande d'Electricité en zones rurales. Fondements et Développements d'une Méthode Géostatistique ». Rapport Final, CIRED, septembre.
- DE GOUVELLO, C. (1997) « Maîtrise de la demande d'électricité et réformes libérales du secteur électrique ». Économies et Sociétés, Économie de l'énergie, Série EN n°7, 5-6/1997, p. 189-206.
- DE GOUVELLO, C., NADAUD, F. (2000) « Eude sur les flux financiers du secteur électrique français ». Rapport final pour l'ADEME, SMASH, Paris.
- DE GOUVELLO. C. (1995) « Péréquation des coûts spatiaux des services publics en réseau et incitation à la maîtrise des usages concurrentiels. Perspectives pour le Régime d'Electrification Rurale français ». Revue d'Economie Régionale et Urbaine n° 5, pp. 947-970.
- DE GOUVELLO. C. (1996a) « Maîtrise de la demande d'électricité et surcoûts de la desserte électrique rurale. 1e phase ». ADEME, collection « Données et références ». Paris, décembre, 94 pages.

- DE GOUVELLO. C. (1996b) « Maîtrise de la demande d'électricité dans les zones rurales. Expérimentation et perspectives. Seconde phase ». Préface de Michel Guillebaud, Chef du service de l'électricité à la Direction du gaz, de l'électricité et du charbon. ADEME, collection « Données et références ». Paris, décembre, 109 pages.
- DE GOUVELLO. C. (1996c) « Le système d'information GDO-BT et la détection des contraintes sur le réseau BT rural. Limites de BATECA. Avancées de BAGHEERA ». Rapport pour la DIGEC. CIRED. Paris, février, 70 pages.
- De GOUVELLO. C. NADAUD. F. (1997) « L'analyse des facteurs de développement de la Maîtrise de la demande d'électricité en zones rurales », Rapport final, première année, CIRED, décembre.
- De GOUVELLO. C., NADAUD. F. (2003) *L'évaluation des besoins de l'électrification rurale et l'adéquation du mode de répartition des dotations allouées aux collectivités maître d'ouvrage*. Rapport pour la DIDEME et le Conseil du FACÉ. CIRED-SMASH, mars.
- DEJOU. A., GAUSSENS. P. (1965) « Caractéristiques du service public de l'électricité ». in Techniques de l'Ingénieur. Traité de Génie Électrique. D620.
- DIGEC (1995) « Dixième Inventaire de l'électrification rurale », DGEMP, Ministère de l'Industrie, Paris, novembre.
- DIGEC (1995) « DIXIEME INVENTAIRE DE L'ELECTRIFICATION RURALE ». Ministère de l'Industrie, des Postes et des Télécommunications. Paris, novembre.
- DOROGOTSEV, S.N., MENDES, J.F.F (2001) « Evolution of random networks ». Cond-mat/0106144 v1.
- EDF (1974), *La tarification de l'énergie électrique en France. Le choix d'une politique tarifaire et son application. Aspects pratiques de son élaboration – implications techniques*. Service d'Etudes et de Promotion de l'Action Commerciale, note AC/T 340 JL/ES, Paris, septembre.
- EDF (1992), (1995), Annuaire Statistique, B200, Paris, 4 fascicules.
- EDF (1993) « Les politiques “réseau” de EDF GDF SERVICES ». Note STE/PQS/GLa - 23/03/1993.
- EDF (1995) B-200-95, QUATRIEME PARTIE, DONNEES ECONOMIQUES ET COMMERCIALES.
- EDF (1999) *Bilan environnement 1999*.
- EDF et SDEC (1992) *Cahier des charges de la distribution publique d'énergie électrique*.
- EDF. (1994a) « Deux ou trois choses à rappeler ou à découvrir sur la péréquation géographique des tarifs ». in faits marquants, Direction de l'Économie de la Prospective et de la Stratégie (DEPS), pp. 47-54.
- EDF. (1994b) « Le coût explicite de la défaillance ». in faits marquants, Direction de l'Économie de la Prospective et de la Stratégie (DEPS), pp. 37-42.
- EDF. (1994c) *Annuaire statistique. Données électriques et techniques*. Paris, 4 fascicules.
- EGAN, C. (1998) « Graphical Display and Comparative Energy Information : What do People Understand and Prefer ? » In Proceedings of ACEEE 1998 Summer Study on Energy Efficiency in Buildings.
- ESCOFIER B., PAGES J-P. (1988) *Analyse factorielles simples et multiples*. Dunod, Paris.

- FACÉ (2001) « Compte rendu du Conseil du FACÉ du 14 décembre 2000 ». Paris
- FACÉ, (1997) « Compte rendu des réunions du Comité restreint du Face du 16 et du 22 janvier 1997 - répartition des programmes principal et spécial environnement ». Paris, février.
- FAURE, H., NEVEUX, M. (1955) « Inventaire de l'électrification rurale ». Revue du Ministère de l'Agriculture n° 108, La documentation Française, Paris.
- FELDER, (1994) « L'électrification rurale et son financement de 1946 à nos jours », in *Le financement de l'industrie électrique 1880-1980*. pp. 115-129. Actes du septième colloque de l'association pour l'Histoire de l'électricité en France. Paris, PUF.
- FELDSTEIN, M. S. (1972a) « Equity and efficiency in public sector pricing : the optimal two-part tariff ». *Quarterly Journal of Economics*, Vol 86, n° 2, pp. 175-187.
- FELDSTEIN, M. S. (1972b) « Distributional Equity and the Optimal Structure of Public Prices ». *American Economic Review*, Vol 62, pp. 32-36.
- FERON, P., BOUQUET, C. (1997) « La gestion des ouvrages de distribution à Electricité de France ». in *Bulletin d'histoire de l'électricité*, n°30, Paris, décembre.
- FNCCR (1973) « Rappel des conclusions pour l'emploi généralisé des postes H 61 par la méthode prospective », note du 25 septembre 1973, Fonds d'archives du FACÉ.
- FOUCHIER, V. (1998) « La densité humaine nette : un indicateur d'intensité urbaine ». In *Données Urbaines 2*, coordonné par Denise Pumain et Marie-Flore Mattei, Coll. VILLES, Anthropos.
- FROLICH, N, OPPENHEIMER, J. (1999) « Choosing ». Actes des 16emes Journées d'Economie Appliquée, Lyon, 3 et 4 juin 1999.
- GIRAULT. F., BUSSI. M., (2001) « Les organisations spatiales de la ségrégation urbaine : l'exemple des comportements électoraux ». *L'espace géographique*, 2001, n°2. pp. 152-164.
- GREFFE, X., (1981) *Analyse économique de la bureaucratie*. Economica, Paris.
- GRIFFITH. D.A., AMRHEIN. C.G., (1997) *Multivariate Statistical Analysis for Geographers*, PRENTICE HALL.
- GUERRIEN. B. (1996) *Dictionnaire d'analyse économique*. Coll. Repères. Ed. La découverte. Paris.
- GUESNERIE. R. (1975). « Pareto Optimality in a Non-Convex Economy ». *Econometrica*, 43, N°1.
- HARTMAN, R.S., (1986) « Energy conservation. The analysis and measurement of their effects ». *Energy Policy*.
- HASSETT, K.A., METCALF, G. (1993) « Energy Conservation Investment : Do Consumers Discount Future Correctly ? ». *Energy Policy* (21) 6, June.
- HENRY. C. (1987) « La microéconomie en tant qu'instrument de négociation ».
- HENRY. C. (1992) *Economie Publique*. Majeur d'économie. Ecole polytechnique, département d'économie.
- HENRY. C. (1996) *Concurrence et services publics dans l'union européenne*, Colet Polytechnique, Paris, décembre.
- HERITIER, A. (2001) « The Politics of Public Services in European Regulation » Institut Max-Planck, Projektgruppe Recht der Gemeinschaftsgüter, Bonn.

- HERRING. R. (1998) "Does Energy Efficiency Save Energy: The Economists Debate". EERU Report No 074 – July 1998. <http://technology.open.ac.uk/eeru/staff/horace/hh3.htm>.
- HILAL M., (1996) DESBOIS D., « Analyse des données et zonage géographique ». Informatique Appliquée, 18p.
- HILAL M., BAILLOT E., DESBOIS D., (1996) « Zonages agricoles : documentation ». Document de travail n° 9601, Division Agriculture, Direction des Statistiques d'Entreprise. INSEE, Paris, 43p.
- HILAL. M., (1997) « Le zonage en aire urbaine de l'INSEE et son complément rural de l'INRA ». Document de travail. INRA. Dijon.
- HILL, L.J., HIRST, E., SCHWEITZER, M. (1992) « The process of integrating DSM and supply resources in electric utility planning ». Utilities Policy. 20 : 100-08.
- HIRST, E. (1992) « Price and cost impacts of Utility DSM Programs ». The Energy Journal, Vol 13, Number 4, pp. 75-90.
- HIRST. E. (1991) "Price and Costs Impacts of Utility DSM Programs". The Energy Journal, Vol 13, No 4.
- HOBBS. B.F., WILSON. A.F. (1994) "Most Value Planning: Estimating the Net Benefits of Electric Utility Resource Plans". Energy Sources, Volume 16. pp. 451-477.
- HOURLCADE. J-C. (1989) « Calcul économique et construction sociale des irréversibilités ». in *Les irréversibilités dans l'économie*, EHESS, Paris, 1989.
- HOURLCADE. J-C., COLOMBIER, M. (1988) « Economie spatiale, économie des réseaux et valorisation des potentiels de ressources endogènes : quelques questions à partir du domaine de l'énergie ». Revue d'Economie Régionale et Urbaine, n° 1.
- HOURLCADE. J-C., KOSTOPOULOU. M. (1994) « Quelles politiques face aux chocs énergétiques. France, Italie, Japon, RFA : quatre modes de résorption des déséquilibres ». Futuribles n° 189 - juillet-août 1994, pp. 7-27.
- HOURLCADE. J-C., MENANTEAU. P. (1988) « Transparence tarifaire et subventions aux consommateurs : légitimité théorique et risques pratiques ». Note de discussion, CIRED, juin 1988, 10 pages.
- HOWARTH. R. (1997) "Energy Efficiency and Economic Growth". Contemporary Economic Policy. Vol XV, October 1997, pp. 1-9.
- INSEE (1997) *La France et ses régions*. Edition 1997.
- INSEE et INRA, (1998) *Les campagnes et leurs villes*. Coll. Contours et caractères, Paris, février.
- JAFFE. A., STAVINS. R. (1994a) « The energy-efficiency gap. What does it mean ? ». Energy policy 1994, 22 (10) pp. 804-810.
- JAFFE. A., STAVINS. R. (1994b) « The energy paradox and the diffusion of conservation technology ». Resource and Energy Economics, n°16, pp. 91-122.
- JAFFE. A., STAVINS. R. (1994c) « Energy-Efficiency Investments and Public Policy ». The Energy Journal, Vol. 15, No 2, pp. 43-65.
- JAMBU. M., (2001) *Pratique de l'analyse des données*. Dunod, Paris.
- JOSEPH. S. (1999) INSEE Pays de Loire – Référence n° 27 – septembre 1999. pp. 30-32.

- JOSKOW. P.L., MARRON. D.B. (1991) "What Does A Negawatt Really Cost ? Evidence from Utility Conservation Programs". The Energy Journal, Vol. 13, No 4, pp. 41-73.
- JURICIC. R. (1971) « Lois théoriques des quantités d'ouvrages dans les réseaux électriques ». Revue générale de l'électricité. Tome 80. N°4. Avril 1971. pp. 323-329.
- KAHN. A.E. (1966) "The Tyranny of Small Decisions," *Kyklos*, Volume XIX, pp. 23-46.
- KELHETTER, R. (2001) « De la loi municipale de 1884 à la loi de nationalisation de 1946 : les élus des collectivités locales et le « système électrique » ». In *Les collectivités locales et l'énergie. Économie et politique d'un nouveau service public*. FNCCR. Imprimerie nationale éditions.
- KEMP, R., MULDER, P., RESCHKE, C.H. (1999) « Evolutionary Theorizing on Technological Change and Sustainable Development », OCFEB research memorandum 9912, 'Environmental Policy, Economic Reform and Endogenous Technology', Working Papers Series 2.
- KERNOA, M. (1988) « Etude sur le coût des travaux d'électrification rurale. Dossier de synthèse ». EDF, Service Technique Electricité, Division Programmes. Paris, avril.
- KHAZZOOM. J.D., (1987) "Energy savings resulting from adoption of more efficient appliances". The Energy Journal, Vol 8, No 4.
- KOHN. D., (1982) « La détermination du coût de défaillance » in La planification et les études de faisabilité des projets nucléo-électriques, Frémaux. V., INSTN, Saclay, 1986.
- KOLM, S.C. « L'économie des services publics ». Revue d'économie appliquée, Vol 18, N°4, Paris, 1965.
- KOLM. S. C. « Le rôle social ambigu des prix publics ». Économie Appliquée. Tome 21, N°2. pp. 417- 516. 1968.
- LAFFONT J-J., TIROLE, J. (1992) « Cost padding, Auditing and Collusion ». Annales d'économie et de statistique. N°25/26.
- LAFFONT J-J., TIROLE, J. (1993) *A theory of incentives in procurement and regulation*. The MIT Press.
- LAFFONT. J-J. (2000) « Information et économie publique ». Économie et Prévision, n° 145, juillet-septembre.
- LAFFONT. J-J., MARTIMORT D. (2001) *The Theory of Incentives : The Principal-Agent Model*. Princeton University Press.
- LANTHIER. P. (1993) « L'électricité en France : marchés, réseaux et pouvoirs publics (1880-1940) » Bulletin d'Histoire de l'Électricité n°22, décembre.
- LAPEYRE, M. (2001) « Electricité et gaz : la progression du rôle des collectivités locales ». in *Les collectivités locales et l'énergie. Economie et politique d'un nouveau service public*. FNCCR, Imprimerie nationale éditions, Paris.
- LARCHER. G. (1998) « La gestion des espaces périurbains ». Rapport d'information n° 415, Sénat, Paris.
- LATURNUS. G., (1991) « Politique d'EDF GDF SERVICES en matière de qualité de fourniture dans le domaine rural ». Revue Générale de l'Electricité, N°1/91, Janvier 1991, pp.19-24.

- Le GLEAU., J-P., (1998) « Les différentes catégories de zonages ». in *Les zonages : enjeux et méthodes*. INSEE méthodes N° 83, Paris, décembre, pp. 37-42.
- LE JEANNIC. T. (1997) « Le zonage en aires urbaines : une nouvelle approche de la ville et de son espace périurbain », Actes des journées de méthodologie statistique 11 et 12 décembre 1996, coll. INSEE Méthodes n° 69-70-71, INSEE, Août 1997, pp. 407-442.
- LE JEANNIC. T. (1997a) « Trente ans de périurbanisation : extension et dilution des villes », Economie et Statistiques n° 307, 1997-7, INSEE, 1997.
- LEBART. L., MORINEAU. A., PIRON. M., (1995) *Statistique exploratoires multidimensionnelle*. Dunod, Paris.
- LIPSEY., LANCASTER. (1956) « The general theory of second best ». Review of Economic Studies, vol XXIV, n°63, décembre 1956, pp. 11-36.
- LOVINS. A., (1998) "Further comments on Red Herrings". Letter to the New Scientist, No 2152, 18 september.
- MARNOT. B., (1999) « Téléphone, électricité : étude comparée de deux législations fondatrices », Bulletin d'histoire de l'électricité, n° 34, décembre.
- MARTIN. Y., (1995) « Rapport du Président du groupe de travail du Dixième Inventaire », Ministère de l'Industrie, de la Poste et des Télécommunications. Paris, 18 novembre.
- MASSET. G., (1981) « La Mayenne, un département rural de l'ouest ». Thèse de doctorat.
- MATHIEU. N., « La notion de « rural profond » : à la recherche d'un sens ». pp. 115-121. In *Le « rural profond » français*, SEDES, Paris, 1995.
- MIGNOLET. C., CATY. M., BENOIT. M. (1999) « Segmentation régionale selon la diversité des systèmes techniques agricoles et leur évolution ». Communication à l'Ecole-Chercheur en Economie Spatiale et Régionale, Le Croisic, 8, 9, et 10 décembre 1999.
- MONNIER. L. (1980) *La fonction instrumentale des tarifs publics. La politique des prix de l'électricité après la crise du pétrole*. Editions Cujas. Paris.
- MONNIER. L. (1983) *La Tarification de l'électricité en France. Origine. Bilan. Perspectives*. Economica, Paris, 1983.
- MORINEAU. A., ALUJA-BANET. T., « Analyse en composantes principales (avec illustrations SPAD) », CISIA-CERESTA, Saint-Mandé, 1998.
- MORSEL, H., et al. (1994) *Histoire de l'électricité en France. Deuxième tome, 1919-1946*, sous la direction de Maurice Lévy-Leboyer et Henri Morsel, Fayard, Paris.
- MORSEL, H., et al. (1996) *Histoire de l'électricité en France. Troisième tome, 1946-1987*, sous la direction de Henri Morsel, Fayard, Paris.
- MORSEL. H. (1986) « Panorama de l'histoire de l'électricité en France dans la première moitié du XX<sup>e</sup> siècle » pp. 85-117, in « 1880-1980, Un siècle d'électricité dans le monde », Paris, PUF [a]
- MOUY. J. (1993) « Un siècle de réglementation des conditions techniques de distribution d'énergie électrique » pp. 131-141, in « Le financement de l'industrie électrique » Paris, PUF, 1993.
- MUSGRAVE, R.A., (1969) "Cost-Benefit Analysis and the Theory of Public Finance". In *Cost-Benefit Analysis*, Richard Layard, Editor, Penguin modern economics reading, 1972.



- NADAU. T. (1987) « Usages rêvés, usages pratiques. La question des usages agricoles de l'électricité avant 1945 » pp. 67-76, in « L'électricité et ses consommateurs » Paris, PUF, 1987.
- NADAU. T. (1993) « Le financement de l'électrification rurale dans l'entre-deux-guerres » pp. 67-76, in « Le financement de l'industrie électrique » Paris, PUF, 1993.
- NADEL, S. (1992) « Utility demand-side management experience and potential – A critical review ». *Annual Review of Energy and Environment*. 17 : 507-35.
- NADEL. S. (1992) “Utility Demand Side Management Experience and Potential. A Critical Review”. *Annual Review Energy Environment*. No 17 pp. 507-535.
- NEWEL. R. (1997) *Environmental policy and technological change : The effects of economic incentives and direct regulation on energy-saving innovation*. PhD thesis in Public Policy, Harvard University, Cambridge, May.
- NEWEL. R., JAFFE. A., STAVINS., R. (1999) « The Induced Innovation Hypothesis and Energy-Saving Technological Change ». *Quarterly Journal of Economics*. Vol CXIV, August 1999, Issue 3, pp. 907-940.
- NISKANEN, W.A., Jr., (1971) *Bureaucracy and representative government*. Aldine, Chicago.
- NORTH, D.C., (1990) *Institutions, institutional change, and economic performance*. New York : Oxford University Press, 1990.
- NORTH. D. (1993a) « The Historical Évolution of Polities »
- NORTH. D. (1994) « Institutions matter ».
- NORTH. D.C. (1991) « Institutions. » *Journal of Economic Perspectives*, Winter, 1991, 5(1), pp. 97-101.
- NORTH. D.C. (1993) « Institutions and economic performance », in *Rationality, Institutions and Economic Methodology*. U. Maki, B. Gustafsson, C. Knudsen, ed., Routledge, pp. 242-261.
- OAKLAND, W.H., (1987) *Theory of Public Goods*, in *Handbook of Public Economics*, Volume 2, pp. 485-535, North-Holland.
- OBSERVATOIRE DE L'ENERGIE. (1999). *Tableaux des consommations d'énergie en France*. Édition 99. Ministère de l'Économie des Finances et de l'Industrie, Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières, Paris.
- OCDE (1976) *L'étiquetage-énergie. Un moyen d'économiser l'énergie*. Rapport du Comité de la Politique à l'égard des consommateurs, (51 pages), Paris.
- ODIN. C., PENSIER, G. (1997) « Mise en perspective des transferts de l'État et de la fiscalité locale depuis les lois de décentralisation » Document de travail N° 96-4. Ministère de l'Économie et des Finances. Direction de la Prévision. Paris.
- PERSOZ H, SANTUCCI G, LEMOINE J-C., SAPET P. (1984) *La planification des réseaux électriques*. Collection de la Direction des Eudes et Recherches d'Électricité de France, Eyrolles, Paris.
- PONSARD. C. (1986) « Quelques réflexions sur la théorie économique de l'équilibre spatial général » in Boiteux et al., (1986)

- PONSARD. C. (1986) *Analyse économique spatiale*. PUF. Collection Economie.
- PORCHERON Y., (1992) « La construction des lignes aériennes à EDF de 1946 à nos jours ». in *Réseaux électriques et installateurs*, actes du 8<sup>e</sup> colloque de l'AHEF, 14-16 octobre 1992. Paris, PUF.
- PUISEUX. L., (1989) « Irréversibilité et bifurcations dans l'histoire économique de l'énergie depuis 1945 ». Article non publié, mars 1989, 20 pages.
- RABIN. M. (1996) « Psychology and Economics ». Economics Working Papers n° 97-251. University of California, Berkeley.
- ROMER, T., ROSENTHAL, H., (1978) "Political resource allocation, controlled agendas and the status quo". *Public Choice*, 33, pp. 27-43.
- ROY. J., (2000) "The rebound effect: some empirical evidence from India". *Energy Policy* 28 (2000) 433-438.
- RSIEDV (1994) « Régies d'électricité de la Vienne, 70 ans : statistiques 1994 ».
- RSIEDV (1998) « Programme FACÉ ER-MDE Bilan du décalage d'enclenchement de chauffe eau ». Régie du Syndicat Intercommunal d'Électricité du Département de la Vienne, Poitiers, juin.
- SANSTAD. H, HOWARTH. R. B., (1994) « Consumer Rationality and Energy Efficiency ». *Proceedings of the ACEEE 1994 Summer Study on Energy Efficiency in Buildings*.
- SANSTAD. H, HOWARTH. R. B., (1994a) « 'Normal' markets, market imperfections and energy efficiency ». *Energy policy* 1994, 22 (10) pp. 811-818.
- SAPORTA. G., (1990) *Probabilités, statistique et analyse des données*. Technip, Paris.
- SAUMADE, G. (1999) « Rapport d'information sur le fonds de compensation pour la taxe sur la valeur ajoutée et l'éligibilité des travaux des collectivités locales ». Rapport N° 1782, ASSEMBLEE NATIONALE, Paris, juillet.
- SAUNDERS, H.D., (2000) "A view from the macro side: rebound, backfire, and Khazzoom-Brookes". *Energy Policy* 28 (2000) pp. 439-449.
- SAVE, Rapport Final.
- SCHEURER, F. (1994) « Le financement de la croissance de l'industrie électrique privée l'Union d'Électricité, 1919-1946 ». In *le financement de l'industrie électrique 1880-1980*. Actes du septième colloque de l'association pour l'Histoire de l'électricité en France. Paris.
- SIDLER. O. (1997) « Maîtrise de la Demande Electrique Campagne de Mesures par usage dans le secteur domestique ». Commission des Communautés Européennes, Programme SAVE, Rapport Final.
- SIOHANSI. F. (1991) « The myths and facts of energy efficiency. Survey and implementation issues ». *Energy policy* - vol 19 - n° 3. July.
- SOUVIRON, J-P. (1994) « Débat national énergie & environnement. Rapport de synthèse. » Paris, décembre.
- STIGLITZ, J. (1998) « The Private Uses of Public Interests : Incentives and Institutions ». *Journal of Economic Perspectives*. Volume 12, Number 2. Spring 1998. Pages 3-22.
- STOFT, S., ETO, J., KITO, S. (1995) "DSM Shareholder Incentives: Current Designs and Economic Theory". Energy and Environment Division – Lawrence Berkeley Laboratory. LBL-36580, UC-1322. Berkeley, California, January.

STOFT, S., GILBERT, R.J. (1994) "A review and Analysis of Electric Utility Conservation Incentives". Yale Journal on Regulation. 11 (1) Winter, pp. 1-42.

SUTHERLAND, R., (1994) "Energy Efficiency or the Efficient Use of Energy Resources". Energy Sources, Vol. 16, No. 2, pp. 257-268.

SUTHERLAND, R., (1996) "The Economics of Energy Conservation Policy". Energy Policy, Vol. 24, No. 4, pp. 361-370.

SYDSAETER K., STRØM. A, BERCK. P. (1999) *Economists' mathematical Manual*. Third Edition, Springer Verlag, 1999.

SYROTA. J. (1988) « Le chauffage électrique, une particularité française. Etude historique, technique et économique ». Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières (DGEMP), Ministère de l'Industrie, Paris, (33 pages).

SYROTA. J. et alii. (1999) « Evaluation des missions du service public de l'électricité ». Rapport d'étape. Secrétariat d'État à l'industrie, mission « Commission de régulation de l'Électricité ». Paris, décembre.

TECHNIQUES DE L'INGENIEUR, *Traité de Génie Électrique* (1990).

THERE. C., SEGUY. I. (1998) « Huit siècles de découpages administratifs ». in *Les zonages : enjeux et méthodes*. INSEE méthodes N° 83, Paris, décembre, pp. 17-34.

VEDEL. C., (2000) « Optimum ». in *Dictionnaire des sciences économiques*. PUF. Paris. pp.647-649.

ZAHM. C., (1997) « Etude de solutions de MDE dans les salles de traite d'élevages bovins ». FR2E, novembre.

ZAHM. C., (2000) « Bilan des opérations de MDE dans le Maine et Loire » FR2E.



## **Annexes**



## **Annexe 1 : Glossaire général de la thèse**

**Action de MDE** : désigne l'application d'une modification technique du fonctionnement d'un appareil électrique dont le but est d'abaisser la puissance appelée d'un client au moment de la pointe sur un départ.

**Analyse en composantes principales** : algorithme de décomposition optimale des corrélations linéaires d'un tableau individus par variables, basé sur la décomposition aux valeurs singulières d'Eckart et Young.

**Antenne** : désigne un tronçon de réseau faisant partie d'un départ BT.

**Autorité concédante** : structure exerçant le pouvoir concédant auprès de l'exploitant des réseaux, dans le cadre d'un cahier des charges de concession.

**BAGHEERA** : module de simulation des charges électriques sur les réseaux électriques BT

**BT** : basse tension, soit depuis 1996 230V +6/-10 V.

**CEI** : acronyme pour Chauffage électrique Intégré. Désigne les installations de chauffage électrique intégrées aux logements neuf ou rénovés selon une normalisation établie par l'EDF.

**Charge** : intensité électrique circulant sur un réseau, mesurée en ampères.

**Chute de tension** : baisse de tension en V mesurée ou calculée sur un réseau ou dans un poste HTA/BT. Pour simplifier il importe de retenir que les chutes de tension sont cumulatives sur les tronçons d'un réseau (Parsoz et al., 1983).

**Classification hiérarchique ascendante** : algorithme d'agrégation ascendante d'objets selon un critère de maximisation de l'inertie interclasse des groupes formés.

**Client** : point de livraison d'un contrat de fourniture, un client peut avoir plusieurs points de livraisons, mais ceux-ci sont considérés comme des clients différents.

**Conférence Départementale** : groupe d'experts membres d'un syndicat, d'organismes d'État (DDA, DDE) publics et du distributeur chargé de réaliser l'inventaire d'électrification rurale.

**Consistance (des ouvrages) :** terme qui désigne l'importance du stock total des différents éléments qui composent les réseaux, ceux-ci n'étant pas additionnables entre eux on parle donc de kilomètres de lignes, de postes MT/BT, de supports de divers types etc.

**CRIT-BT :** fichier des états électriques calculés chaque année pour l'ensemble du réseau BT, au niveau de chaque centre EDF.

**Départ :** ensemble de tronçons de réseau appelés dipôles formant un tout homogène sur le plan électrique et relié à un poste source dans le cas d'un départ MT, ou à un poste HTA/BT dans le cas d'un départ BT.

**Dipôle source :** synonyme désignant un poste HTA/BT pour un départ BT.

**Dipôle :** tronçon de réseau faisant partie d'un départ (MT ou BT). Un dipôle ne correspond pas toujours à un tronçon de réseau physique.

**Dotations du FACÉ :** subventions du FACÉ accordées aux collectivités sur proposition de ce dernier puis approuvées par le Conseil du FACÉ.

**DP :** Distribution Publique.

**DT :** acronyme de Double tarif, signale la présence d'une option heure creuses.

**Energie :** produit de l'intensité par la puissance, mesurée en kWh.

**EP :** éclairage public.

**FACÉ :** Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification (FACÉ) ; créé par l'article 108 de la loi de Finances du 31 décembre 1936.

**FNCCR :** Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies.

**Foisonnement :** terme générique désignant le phénomène statistique de non coïncidence des appels de puissances de groupes de clients. C'est le foisonnement qui permet au distributeur d'alimenter ces clients avec une puissance moindre que la puissance souscrite totale des clients. Le tableau suivant donne une appréciation du phénomène de foisonnement en fonction du nombre de clients desservis :



Nombre de clients	1	2	3	5	7	10	15	20
Coefficient de foisonnement	1,00	0,96	0,92	0,85	0,78	0,70	0,63	0,58

Source : Régie de la Vienne, d'après EDF, 1980.

**GDO** : acronyme de Gestion Décentralisée des Ouvrages. C'est un fichier qui décrit toute les caractéristiques physiques et géographiques du réseau de distribution électrique. Il est séparé en deux parties : la GDO-MT pour le réseau Moyenne Tension (HTA), la GDO-BT pour le réseau Basse Tension (BT).

**HC** : acronyme d'heures creuses.

**HT** : haute tension, entre 50.000 V et 220.000 V.

**HTA** : synonyme de MT.

**HTA/BT** : acronyme pour Moyenne Tension ou Haute Tension A et Basse Tension. Il désigne le changement de tension effectuée aux postes de distribution publique. Le terme Moyenne Tension a été remplacé par HTA depuis 1996. Tous deux désigne le niveau standard de 20 kV de la moyenne tension.

**HTB** : synonyme de HT.

**Impédance** : coefficient de variation de la tension mesuré en Ohms.

**Inertie** : généralisation de la notion de moyenne à un nuage de points multivarié. L'analogie avec la notion d'inertie en physique est considérée comme abusive par de nombreux auteurs.

**Inventaire** : exercice d'estimation des besoins de l'électrification rurale effectué tous les cinq ans jusqu'en 1999, et tous les deux ans par la suite. par L'Inventaire est réalisé par les conférences départementales avec l'aide des distributeurs. L'inventaire Il vise à faire l'état des réseaux, du développement de la consommation et d'en déduire une anticipation des volumes financiers que le FACE FACÉ se chargera d'ajuster.

**KVA** : kilovoltampère ; unité de mesure de la puissance électrique ; on passe des KVA aux kW par application du cosinus  $\phi$ .

**kW** : unité de mesure de la puissance garantie à un client, pour les clients aux tarif bleu elle se décline en paliers multiples de trois ou 6 : 3, 6, 9, 12, 15, 18, 24, 36

**KWh** : kilowattheure ou l'énergie fournie par une puissance de 1.000 W pendant une heure.  
Multiples : MWh (1000 kWh), GWh (1 million de kilowattheure), TWh (1 milliard de kilowattheure).

**Maître d'œuvre** : structure en charge de réaliser les travaux mandatés par un maître d'ouvrage.

**Maître d'ouvrage** : autorité commanditaire de travaux.

**Matrice de contiguïté** : tableau binaire qui décrit le contexte de contiguïté d'un ensemble d'objets géographiques. La matrice de contiguïté est la représentation du graphe non orienté où les sommets sont les objets et les arêtes les liens de proximité entre les objets.

**MDE** : acronyme de Maîtrise de la Demande d'Electricité. Parfois utilisé dans le sens plus large de Maîtrise de la Demande d'Energie. La première définition est celle utilisée dans cette thèse.

**Monophasé** : dispositif de distribution sur lequel la charge est répartie sur un seul conducteur.

**MT** : moyenne tension, tension située entre 1000 V et 50 000 V. En France la moyenne tension est normalisée à 20.000 V (soit, 20 kV).

**Neutre** : câble de retour du courant

**PANTER** : désignation des stations de calcul sur lesquelles sont réalisées les simulations d'état électrique du réseau dans les centres EDF.

**Programme de travaux** : liste des travaux d'électrification rurale approuvés par les collectivités membres d'un syndicat pour l'année en cours et soumis au FACÉ pour la partie aidée.

**Projet macro** : désigne une ou plusieurs actions de MDE sur un nombre variable de départements situés dans une zone géographique particulière.

**Projet micro** : désigne une ou plusieurs actions de MDE sur un département BT particulier.

**Puissance** : produit de l'intensité par la tension ; elle se déduit de la formule  $P=U \cdot I$

**QE** : acronyme de Quittancement Elaboré, il désigne l'ensemble des fichiers facturaires de la clientèle BT de l'EDF.

**Régie** : société de droit public qui effectue l'exploitation directe d'un service public pour le compte de collectivités concédantes. Une régie est un DNN. Les régies sont exemptes d'impôt sur les sociétés.

**Régime d'électrification rurale** : ensemble des communes susceptibles de recevoir des aides du FACÉ pour leurs travaux d'électrification rurale.

**Résistivité** : coefficient de déperdition d'énergie associé à un conducteur mesuré en Ohms.

**SICAE** : Société d'Intérêt Collectif Agricole d'Electricité. Une SICAE est un DNN, il existe 20 SICAE seulement, leur création a été stoppée en 1925.

**Syndicat d'électrification** : structure émanant des collectivités concédantes en charge de l'électrification rurale.

**Syndicat primaire** : groupe de communes organisées en syndicats pour collectiviser leurs efforts dans le but de la maîtrise d'ouvrage des installations électriques. Les syndicats intercommunaux d'électrification ont été les premières structures de coopération intercommunale créés en France.

**Syndicat** : organisme chargé de la gestion des travaux d'électrification rurale au nom des collectivités locales concédantes. Généralement composé de plusieurs syndicats primaires. Un syndicat départemental a au moins l'autorité concédante mais pas toujours la maîtrise d'ouvrage des travaux qui reste aux mains de ses membres (communes ou syndicats primaires).

**THT** : très haute tension au delà de 220.000 V, soit 400.000 V pour le grand transport RTE.

**Tranche A/B** : subvention du FACE à hauteur de 70% du coût des travaux d'extension et de renforcement sur les réseaux BT.

**Tranche C** : subvention du FACE à hauteur de 50% du coût des travaux d'enfouissement de réseaux BT (ligne ouverte en 1992).

**Tranche intempéries** : subvention spéciale entrant dans la tranche A/B ou C selon les besoins et accordée en cas de dommages importants dus à des dommages naturels, donc non prévisibles dans le cadre de l'inventaire.

**Tranche MDE/ENR** : subvention spéciale entrant dans la tranche A/B aidant la réalisation de projets de MDE sur les réseaux ruraux ou d'électrification décentralisée en régime rural.

**Tranche S** : subvention spéciale accordée par le FACE aux communes surplombées par des lignes THT de 400 kV. Négociée au cas par cas avec l'EDF et les collectivités locales, la subvention est versée par le FACE directement aux communes bénéficiaires.

**Triphasé** : dispositif de distribution sur lequel la charge est répartie sur trois conducteurs.

**Zonage** : un découpage d'un territoire en blocs connexes présentant une unité du point de vue d'une ou plusieurs dimensions. On distingue trois catégories de zonages : les zonages de pouvoir, les zonages de savoir et les zonages d'action ou de projet.

**Zones homogènes** : ensemble de lieux d'un zonage formant une classe d'individus présentant une forte similarité ou homogénéité du point de vue d'une ou plusieurs dimensions.



## Annexe 2 : aspects juridiques relatifs à l'électrification rurale

Le fonctionnement relativement complexe du régime d'électrification rurale se traduit en un droit très développé d'autant plus qu'il remonte aux débuts de l'électrification du pays. Nous rappelons dans cette annexe des éléments de droit en vigueur à l'heure actuelle.

### 1. Définitions juridiques de la notion de ruralité

On distingue trois définitions juridiques de la ruralité :

- au sens de l'assiette de la taxe locale sur l'électricité,
- au sens de l'éligibilité aux aides du FACÉ,
- au sens de l'appartenance à une unité urbaine, selon la définition de l'INSEE.

L'appartenance au régime de l'électrification urbaine ou rurale résulte de la combinaison de ces critères. Au sens strict, relèvent du régime de l'électrification rurale *les communes les communes qui sont éligibles aux aides du FACÉ*.

Les communes en régime urbain doivent figurer en annexe du cahier des charges, le passage en régime urbain est soumis la décision du préfet (circulaire du 22 février 1977). Les communes relevant du régime de l'électrification rurale, donc éligibles aux aides du FACÉ doivent elles aussi figurer sur une liste transmise par le préfet.

Il s'ensuit que la répartition des communes en régime rural doit en principe suivre le critère de l'INSEE, cependant, des variations locales sont admises sous réserve qu'elles ne soient pas la règle !

### 2. Définition juridique des contraintes

La tension de fourniture de l'électricité est normalisée au niveau européen à 230 V. Les écarts de tension admissibles sont de +6/-10 % de la tension nominale, soit un intervalle de 207 V 243 V.

Les chutes de tension sont qualifiées relativement à la classification de l'EDF. *Les chutes de tension relevant de l'électrification rurale font partie de la catégorie des variations lentes de tension, c'est-à-dire ceux dont la durée est inférieure à 1 seconde*. Toutefois, cette définition ne doit pas être retenue au sens strict : la diversité des pratiques locales fait que les acteurs de l'électrification rurale ont une certaine latitude dans le choix des renforcements. D'autre part,

avec la diffusion d'appareils de plus en plus sensibles aux micro-coupures une part croissante des renforcements pour événements rapides tendrait à être prise en charge par les collectivités, ce qui explique aussi la tendance de fond d'augmentation des besoins de renforcement affichés par les collectivités.

La définition des départs BT en contrainte est donnée par l'arrêté du 29 mai 1986, il s'agit de tous les départs qui ne garantissent pas la tension minimale de 207 V sur un de leurs points.

Un départ BT est repéré par la protection (fusible ou disjoncteur) placée à son origine, dans le poste de transformation. Les postes sur poteau H61 de 100 KVA ou moins n'ont qu'un seul départ. Les autres postes de puissance supérieure peuvent en avoir plusieurs.

### **3. Quelques étapes importantes de la législation électrique et l'électrification rurale.**

31 décembre 1936 : création du FACÉ par loi de Finance (Article 108 de la loi de finance).

8 avril 1946 : loi nationalisation de l'Electricité et du Gaz. (Loi N° 46-628)

14 octobre 1947 : décret de transfert à EDF de la gestion du FACÉ créé en 1936.

24 juin 1950 : arrêté fixant les *valeurs des caractéristiques normales de tension du courant* que le concessionnaire est tenu de fournir.

10 février 2000 : loi de modernisation du service public de l'électricité. (Loi N° 2000-108).

### **4. Fac simile de la lettre de Mission du 23 décembre 1970**

Monsieur le Président,

En donnant mission à EDF de satisfaire les besoins de la France en énergie électrique, la loi de nationalisation avait déjà souligné le caractère industriel et commercial qu'elle entendait donner à la gestion de l'établissement.

Dans une économie désormais ouverte sur l'extérieur, où les impératifs de concurrence internationale impliquent, en particulier, la mise à disposition de l'industrie française d'une énergie à prix compétitif, le Gouvernement estime souhaitable de renforcer les moyens dont dispose l'Établissement pour assurer une gestion industrielle et commerciale.

C'est là, pour ce qui concerne EDF, l'objet fondamental du contrat de programme qui explicitera les objectifs à atteindre par l'Établissement et les contraintes qu'il devra respecter.

La mission essentielle et permanente assignée à l'Établissement de couvrir les besoins du pays en électricité dans le respect des cahiers des charges demande, en premier lieu, à être précisée, quant aux conditions économiques de son exercice.

Afin de souligner l'importance que le gouvernement attache à voir l'Établissement poursuivre ses efforts vers la diminution des coûts, l'utilisation optimale des ressources en capital et le développement d'une action commerciale efficace, trois objectifs particuliers sont fixés à l'Établissement.

Jugé sur ces objectifs, l'Établissement sera responsable du choix des moyens nécessaires pour les atteindre, pourvu qu'il respecte les contraintes que lui imposent l'environnement et la politique économique et financière de l'État.

- En matière tarifaire l'Établissement jouira de la liberté de fixation de ses tarifs dans la limite compatible avec la volonté clairement exprimée par le gouvernement de voir la hausse générale des prix contenue à un niveau modéré.

Dans les domaines où il a une position à caractère de monopole, l'Établissement adoptera une politique tarifaire d'intérêt général ; il poursuivra sa politique d'information de la clientèle, il maintiendra une gamme suffisamment diversifiée de fournitures et de services, correctement adaptée aux besoins des abonnés, et il améliorera régulièrement la qualité de ses prestations comme dans les pays économiquement comparables.

Dans les domaines où il est soumis à la concurrence d'autres producteurs d'électricité ou d'énergie, l'Établissement devra chercher à être compétitif par ses propres moyens avec les autres formes d'énergie (production autonome en particulier), l'État ayant pour sa part à préserver ce marché des distorsions de la concurrence.

- En matière d'investissements, l'État et l'Établissement s'entendront, préalablement à la signature du contrat, sur un programme dont les orientations pourront globalement faire l'objet de précisions pour la durée du contrat.

Si l'enveloppe ainsi définie fixe un cadre à l'expansion de l'Établissement, celui-ci n'en conservera par moins la possibilité d'en sortir dans la mesure où les résultats dépasseront les objectifs fixés.

Par des programmes à caractère public tel que le Plan Calcul et par des orientations concernant la restructuration de certaines activités du secteur privé, le Gouvernement poursuit des objectifs tendant à favoriser le développement industriel de la France. Tout en gardant la responsabilité finale de la décision, l'Établissement cherchera à harmoniser autant qu'il est possible sa politique d'équipement et d'achat à la politique industrielle des Pouvoirs Publics.

L'éclairage à moyen terme donné dans le Contrat de programmes d'EDF devrait notamment se traduire par l'introduction dans la politique d'achat de l'Établissement de marchés de longue durée permettant aux fournisseurs industriels de mieux planifier leur développement.

Par ailleurs, le Gouvernement n'a pas l'intention d'ajouter aux contraintes prises en considération dans le contrat et à celles issues des cahiers des charges, d'autres contraintes rendant plus difficiles les efforts de l'Établissement pour atteindre ses objectifs.

Le Gouvernement n'envisage pas, non plus, d'interpréter dans un sens limitatif la mission d'EDF de produire et distribuer l'énergie électrique. En particulier, il n'a pas d'objection à ce que l'Établissement prenne les participations ou entreprenne les activités nouvelles utiles à l'exercice de son activité et à la ***promotion commerciale de son marché***. Le Gouvernement demande, cependant, à l'Établissement de ne s'engager ni dans une politique de diversification vers des activités sans rapport avec sa mission, ni dans une politique d'intégration tendant à diminuer l'appel aux entreprises.

Conformément à l'esprit des nouveaux rapports instaurés entre l'État et EDF, la gestion de l'Établissement sera examinée « a posteriori », de façon à laisser à celui-ci la responsabilité de ses décisions., l'État étant mis à même de connaître le plus rapidement possible le degré de conformité des réalisations avec les objectifs.

Il est clair que, dans le dispositif de décentralisation des responsabilités et de gestion par objectifs ainsi mis en place, le premier contrat de programme ne peut être qu'une étape ayant,



à certains égards, un caractère expérimental. C'est à la lumière des résultats des premières années de d'exécution que se préciseront peu à peu les enseignements à en tirer sur le mode des relations nouvelles à instaurer entre l'État et l'Établissement.

Nous souhaitons à votre établissement le meilleur succès dans l'accomplissement de sa mission ainsi précisée, en vous réaffirmant la satisfaction du Gouvernement devant les résultats déjà obtenus dans le passé par l'ensemble des agents de l'Établissement et sa confiance dans les performances économiques et financières qu'ils se montreront capables de réaliser à l'avenir.

Veillez agréer, Monsieur le Président, l'assurance de notre considération très distinguée.

Le Ministre de l'Economie  
Et des Finances,  
Valéry GISCARD D'ESTAING

Le Ministre du Développement  
Industriel et Scientifique,  
François-Xavier ORTOLI

**5. copie de la circulaire MDE du 6 avril 1995**





## **Annexe 3 : l'évolution des consommations d'électricité en France dans une perspective de long terme**

Nous examinons dans cette section la dynamique longue des consommations d'électricité. On examine tout d'abord les évolutions les plus significatives dont la principale est l'essor de la consommation BT domestique entre 1950 et nos jours. Ensuite, nous montrons comment ces évolutions se sont appuyées sur les vagues successives d'usages nouveaux au sein des ménages. Nous montrons aussi combien les taux de croissance constatés au début des années 1960 ont été rendus possibles par un retournement de la vision stratégique d'EDF : la gestation, puis le « tournant commercial » de 1970, et la croissance forment une boucle de rétroaction positive : la croissance économique alimente les choix d'équipements des ménages, qui eux-mêmes sont facilités par les début d'une action commerciale soigneusement organisée.

Après le cadrage sur l'évolution des consommations par usages, nous présentons les spécificités assez singulières de la croissance de la demande en zones rurales.

### **1) Les sources de données statistiques**

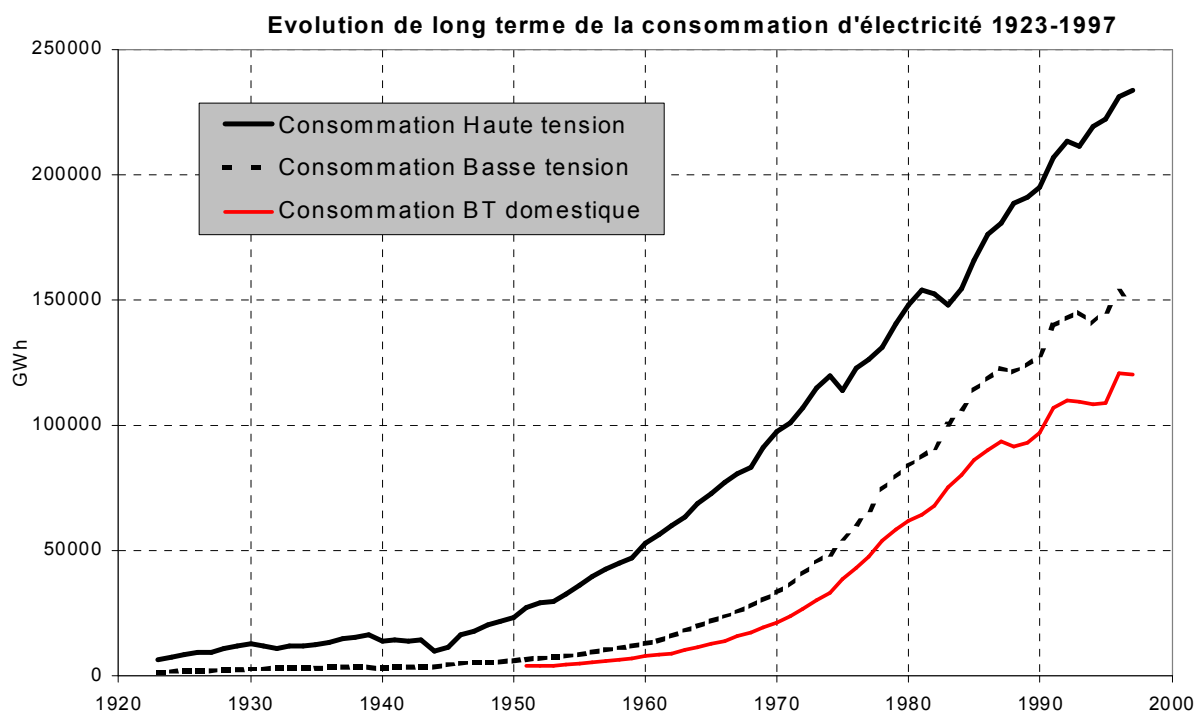
Les sources de données sont principalement issues de l'EDF et du Ministère de l'Industrie (DGEMP/DIGEC). Si on connaît très bien les consommations par secteur, relativement loin dans le temps (environ 1950 pour l'EDF, et plus loin encore à un niveau moins précis), le découpage dans l'espace permettant d'écarter la consommation entre urbain et rural est plus difficile à apprécier. Il convient donc de prendre en compte les remarques suivantes.

1. Les données de l'EDF distinguent pour la basse tension trois classes de consommateurs : le secteur domestique et agricole, le secteur professionnel et le secteur des services publics. Depuis 1982, les données ne *distinguent plus le rural de l'urbain*. En outre, avant cette date, le rural comprenait toutes les communes de moins de 2000 habitants, ces données ne prennent en compte que la consommation des clients de l'EDF, ce qui exclue de fait les DNN (soit environ 5 % du marché rural). Enfin, la distinction entre basse et haute tension a été modifiée par une nouvelle désagrégation des consommations introduite en 1986 : tarif vert+jaune (assimilé à la haute tension) et en tarif bleu (assimilé à la basse tension). Il s'ensuit que les séries ne sont pas exactement comparables avant et après cette date.
2. Les données du Ministère de l'Industrie, (DGEMP/DIGEC) désagrègent la consommation d'électricité par région, et reprennent les données du FACÉ. Ce dernier répertorie les

consommations des communes sous régime d'électrification rurale à partir des déclarations annuelles des distributeurs. Ce champ est donc différent du critère de l'INSEE, puisque les départements placés entièrement en régime urbain depuis 1975 n'y figurent pas, en outre, ces statistiques tiennent compte des consommations des DNN.

## 2) les consommations basse tension

Dans le long terme les consommations d'électricité sont connues depuis 1925<sup>149</sup>, tout au moins pour ce qui concerne la répartition entre haute et basse tension. Les statistiques d'EDF ont un niveau de détail plus fin selon les catégories de clientèle ; elles remontent à 1951 pour la basse tension domestique. La figure suivante montre la courbe de progression de la consommation intérieure nette de 1925 à 1998. La pente de doublement tous les dix est remarquablement stable depuis le début des années 1950.



La consommation intérieure total montre une croissance très régulière dès l'après guerre. L'accélération de la croissance de la consommation basse tension est particulièrement sensible à partir des années 1960. On notera que la consommation haute tension reste sur une pente de doublement tous les dix ans jusqu'à 1970, par la suite elle double en 20 ans (de 1970 à 1990), tandis que la BT reste sur la tendance de doublement jusqu'au début des années 80

<sup>149</sup> En fait, elles sont estimées entre 1900 et 1923, puisque dans le premier quart du siècle la loi n'imposait de tenir des statistiques que sur la puissance installée en production. (Morsel et al., 1987).

environ. Le tableau suivant permet de restituer les éléments peu lisibles sur la figure précédente.

#### **Evolutions de la consommation d'électricité en longue période**

Dates	Consommation Haute tension (GWh)	Consommation Basse tension (GWh)	Consommation intérieure totale (GWh)	Taux de croissance de la consommation totale	Taux de croissance de la consommation Haute Tension	Taux de croissance de la consommation Basse Tension
1900			310			
1900-1910			1 020	12.6%		
1910-1920			3 500	13.1%		
1920-1930	12 600	2 450	17 200	17.3%		
1930-1940	13 550	2 550	19 100	1.1%	0.7%	0.4%
1940-1950	23 187	5 750	33 390	5.7%	5.5%	8.5%
1950-1960	52 542	12 629	72 020	8.0%	8.5%	8.2%
1960-1970	97 225	32 894	140 023	6.9%	6.3%	10.0%
1970-1980	147 846	83 659	248 732	5.9%	4.3%	9.8%
1980-1990	195 068	127 869	349 551	3.5%	2.8%	4.3%
1990-1998	237 900	154 300	423 211	2.4%	2.5%	2.4%

Source : statistiques EDF, 1998.

La consommation intérieure totale comprend les pertes et les exportations : elle est nécessairement plus élevée que la somme des consommations HT et BT. En comparant la figure et le tableau précédents il est possible de voir que sur la période 1930 à 1950 les consommations domestiques ont changé de rythme de croissance, notamment sous l'effet de rattrapage de l'après-guerre. Les consommations domestiques voient leur croissance s'accélérer entre 1950 et 1990, avec des taux de 10% entre 1960 et 1980. Dans les années 1990 on note une remarquable convergence des taux de croissance des consommations basse tension et haute tension vers la moyenne de la consommation intérieure totale.

Le tableau ci-dessous expose l'évolution de la part relative des consommations HT, BT et BT domestiques dans la consommation intérieure entre 1930 et 1997.

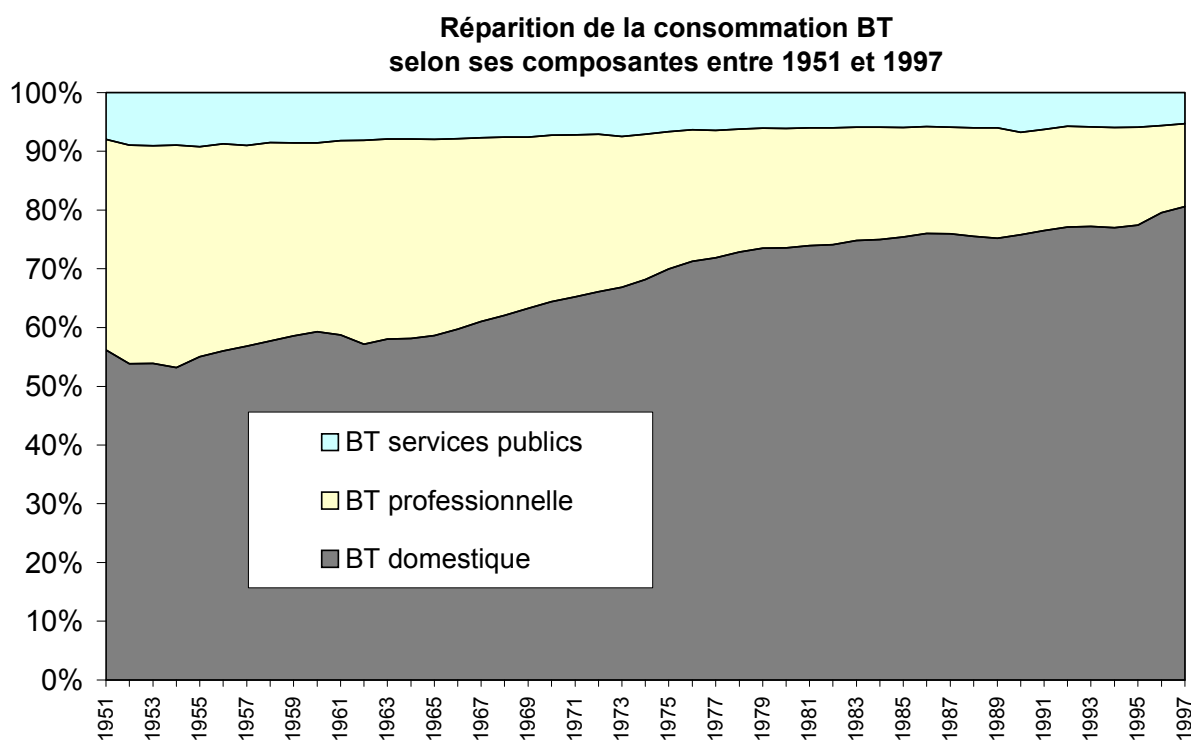
#### **HT et BT dans la consommation intérieure totale (en %)**

Année	Part des consommations HT	Part des consommations BT	Dont consommations BT domestiques
1930	73.3	14.2	ND
1940	70.9	13.4	ND
1950	69.4	17.2	10.6
1960	73.0	17.5	10.4
1970	69.4	23.5	15.1
1980	59.4	33.6	24.7
1990	55.8	36.6	27.7
1998	56.2	36.5	28.4

Source : statistiques EDF, 1997 pour la consommation BT domestiques ; ND : non disponible

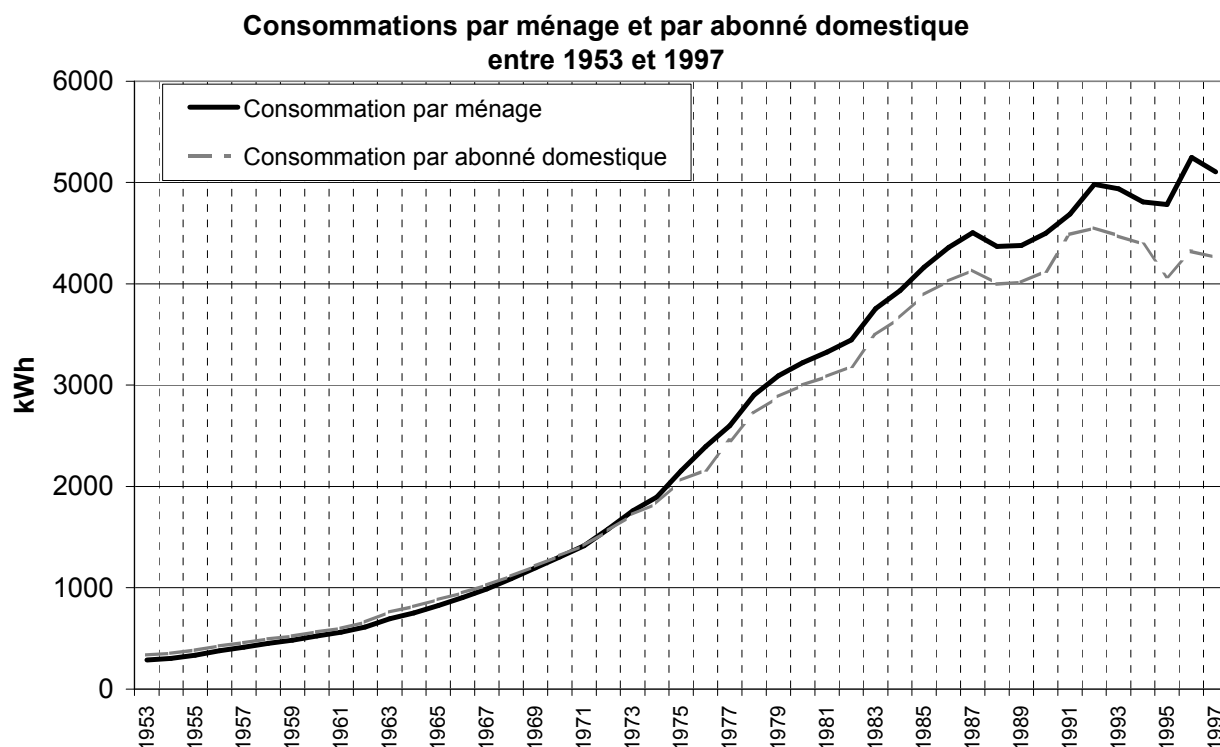
En longue période, la part de la consommation basse tension est passée de 14,2% de la consommation intérieure en 1930 à 36,5% en 1998. La haute tension passant de 73% à 56 %, ces chiffres incluent les pertes dans le total de la consommation intérieure. Enfin, entre 1950

et 1998 la part de la basse tension domestique a presque triplé : de 10.6% en 1950 à 28.4% en 1998. Si nous considérons la répartition de la consommation BT selon les trois principales catégories de clients retenues par EDF (figure suivante), la consommation domestique domine largement dans le total de la consommation basse tension.



Ainsi, la part du domestique dans la consommation BT est de 80 % en 1997, contre 60 % au débuts des années 1960. La BT professionnelle ne représente plus que 15 % du total, et les services publics, 5 % (ils se répartissent grosso modo pour moitié en éclairage public et en autres usages).

Si l'on rapporte la consommation basse tension au nombre de ménages, on obtient un indicateur qui est proche de la consommation par abonné. La différence provient du fait qu'un même ménage peut disposer de plusieurs abonnements et de l'augmentation du nombre de ménages du fait de tendances sociales. La figure ci-après illustre l'évolution de ces deux indicateurs. La consommation par ménage s'écarte peu à peu de la consommation par abonné, depuis les années 1970 ; les deux courbes sont cependant remarquablement corrélées.



Ces évolutions sur très longue période montrent combien le marché de l'électricité s'est transformé notamment dans sa composante domestique. La pénétration de l'électricité dans les ménages s'est très fortement accélérée entre 1960 et 1990. Avant d'examiner la dynamique de croissance des usages, il convient de revenir sur les déterminants de l'augmentation des consommations d'électricité.

### 3) Effet de surface et effet de profondeur

L'essor de la consommation BT peut être décomposé en deux effets distincts :

1. ***l'effet de surface*** : c'est l'effet de la croissance du nombre de clients sur les consommations totales d'une catégorie de client donnée.
2. ***l'effet de profondeur*** : c'est l'effet de la croissance des consommations unitaires des clients au sein d'une catégorie.

Les consommations domestiques peuvent être définies comme le produit du nombre de clients par le niveau de consommation unitaire par client. Par construction, le taux de croissance de la consommation totale sera égal à la somme du taux de croissance du nombre de clients (effet de surface) et de leur consommation unitaire (effet de profondeur). Le tableau suivant retrace cette décomposition selon les deux effets, de 1950 à 1995 avec un pas de cinq ans.



### Effet de surface et de profondeur pour les consommations domestiques

Année	Nombre d'abonnés Domestiques	Taux de croissance moyen en %/an	Consommations BT domestiques <sup>(1)</sup> (TWh)	Taux de croissance moyen en %/an	Consommation par client domestique (kWh)	taux de croissance moyen en %/an
1950	12 116 100	-	5.75	-	475	-
1950-1955	12 022 143	-0.2	8.19	7.3	681	7.5
1955-1960	13 546 649	2.4	12.63	9.1	932	6.5
1960-1965	14 584 175	1.5	21.42	11.1	1469	9.5
1965-1970	16 533 296	2.5	32.89	9.0	1990	6.3
1970-1975	18 949 964	2.8	54.56	10.6	2879	7.7
1975-1980	20 938 499	2.0	83.66	8.9	3995	6.8
1980-1985	22 461 678	1.4	113.76	6.3	5065	4.9
1985-1990	23 957 694	1.3	127.87	2.4	5337	1.1
1990-1995	26 722 840	2.2	145.53	2.6	5446	0.4

Source : Annuaire statistiques EDF de 1991 et 1994.

<sup>(1)</sup> Il s'agit de l'énergie livrée aux clients domestiques seulement, hors exploitations agricoles, série figurant dans les statistiques de vente d'EDF.

On vérifie bien que les taux de croissance annuels moyens du nombre d'abonnés et de leur consommation unitaire est égale au taux de croissance des consommations. Entre 1950 et 1955 on a ainsi : effet global : +7.3%, qui se décompose en effet de surface : recul de 0,2% du nombre de clients, et en profondeur, +7,5% de croissance de la consommation par client.

L'effet de profondeur prédomine nettement sur la période, cependant, l'effet de surface est soutenu jusqu'en 1975. L'effet de profondeur culmine entre 1960 et 1975, avec la « libération de la puissance » initiée en 1963, son niveau se maintient jusqu'en 1985 avant de chuter très nettement après 1985.

Les consommations BT domestiques ont atteint un niveau de saturation vers la fin des années 1980 : la croissance des consommations Basse Tension domestiques est nettement plus faible depuis 1990. Cet effet traduit une relative saturation de l'équipements des ménages, de l'amélioration de l'efficacité énergétique des appareils et de la stabilisation de la pénétration du chauffage électrique dans le logement, elle même plus le résultat d'un ralentissement de la construction de logements neufs.

Une manière d'apprécier la dynamique des consommations est de représenter les taux de croissance instantanés en fonction de leur part relative dans la consommation intérieure nette, c'est-à-dire hors pertes techniques. Nous distinguons plusieurs périodes qui nous paraissent caractéristiques de l'histoire du secteur électrique, notre idée directrice est d'en restituer les effets sur la dynamique des consommations.

#### 4) Proposition d'un découpage en périodes historiques

Le choix de périodes représentatives de moments critiques dans l'histoire du secteur électrique contient une dose inévitable d'arbitraire. La consultation des diverses sources permet de délimiter des périodes marquées par de grandes orientations stratégiques d'EDF. Il nous a paru préférable de sélectionner des dates liées à des décisions précises, bien documentées, qu'elles soient d'ordre commercial, tarifaire ou relatives aux modifications importantes de l'outil de production. Nous avons volontairement retenu des moments dont le contenu stratégique et économique nous paraît peu contestable. Ce qui nous amène à proposer le découpage suivant :

1946 – 1957 : la période de la rationalisation à l'issue de la nationalisation de 1946, période au cours de laquelle la doctrine tarifaire prend forme.

1958 – 1964 : la période de lancement du Tarif Vert, proposé en 1958, moment fort où EDF met en application son approche nouvelle de l'outil tarifaire.

1965 – 1973 : la période du Tarif Universel, lancé en 1965 à l'usage des clients domestiques cette fois ; cette période marque la mise en application de la doctrine à l'ensemble des contrats, en outre elle correspond à la libération de la puissance et au tournant commercial de l'Établissement.

1974 – 1988 : le tournant du nucléaire, remarquable par la progression du chauffage électrique ; le choix de 1988 comme année finale est justifié par le pic historique de pénétration du chauffage électrique dans le logement neuf<sup>150</sup>.

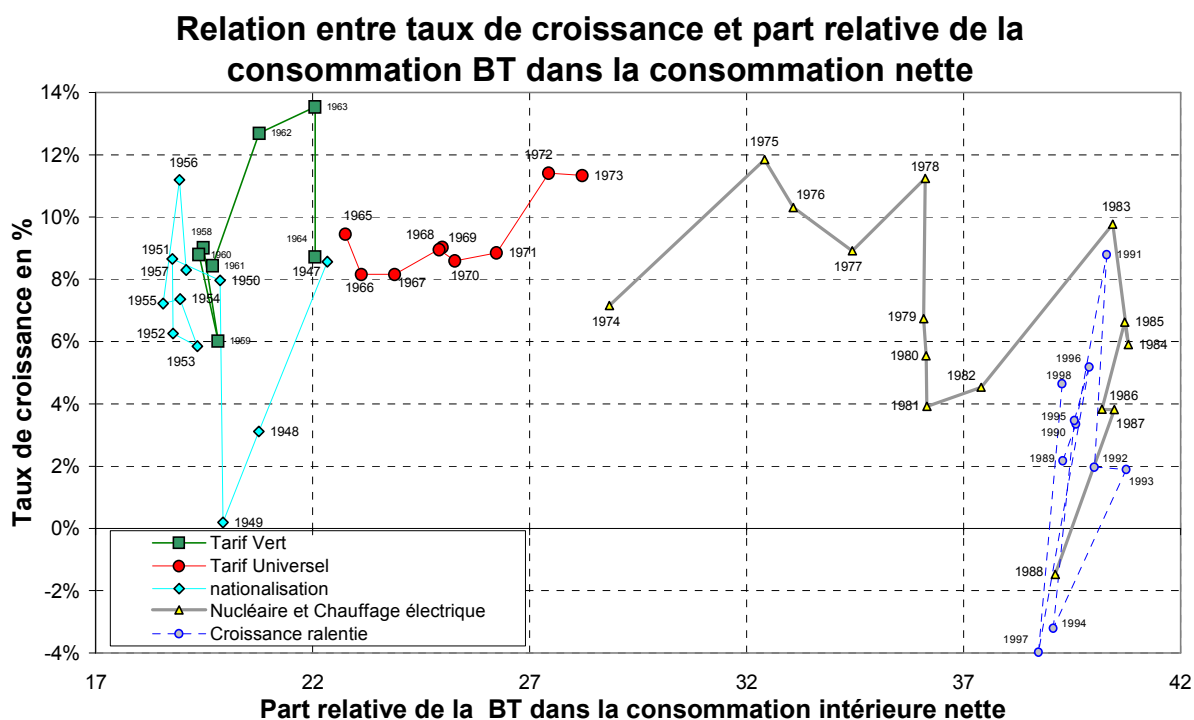
1989 – 1998 : la phase finale de l'équipement nucléaire, c'est une période marquée par l'apparition de l'idée de surcapacité, et durant laquelle la croissance des consommations tend à ralentir.

Ce découpage se justifie en tant que moyen de baliser les événements significatifs sur l'ensemble de la période étudiée, nous ne prétendons pas encadrer de manière définitive l'histoire de l'EDF dans une chronologie immuable.

---

<sup>150</sup> Annuaire statistique de 1994, fascicule de données économiques et commerciales, p. V18.

## 5) Evolution des consommations basse tension de 1947 à 1998



La figure ci-dessus retrace l'évolution de la part relative de la consommation BT dans la consommation intérieure nette en fonction de son taux de croissance instantané. Les périodes nous permettent d'accentuer des tendances significatives dans la progression des consommations BT. Pour chacune des périodes nous remarquons les points suivants :

\* Durant la période de rationalisation (1946-1957), la part de la BT est au plus faible, inférieure à 20 % mais avec un taux de croissance élevé dès les années 50.

\* A partir des années 60, on voit s'amorcer une augmentation nette de la part de la BT toujours soutenue par des taux de croissance élevés et supérieurs à 8 %.

\* Le lancement du tarif universel en 1965 est suivis par un accroissement rapide de la part de la consommation BT en 8 ans : de 23 % à 28 % avec des taux toujours supérieurs à 8 %. Dans cette période la consommation BT passe de 21 Twh à 45 Twh, soit plus qu'un doublement.

\* La période suivante voit se poursuivre le mouvement entre 1974 et 1978, la part relative de la consommation BT passant de 28 % à 36 % ; on aperçoit par la suite un ralentissement de la croissance des consommations BT entre 1979 et 1981, la part relative restant la même, le taux de croissance chute à 4 %. Une troisième phase se

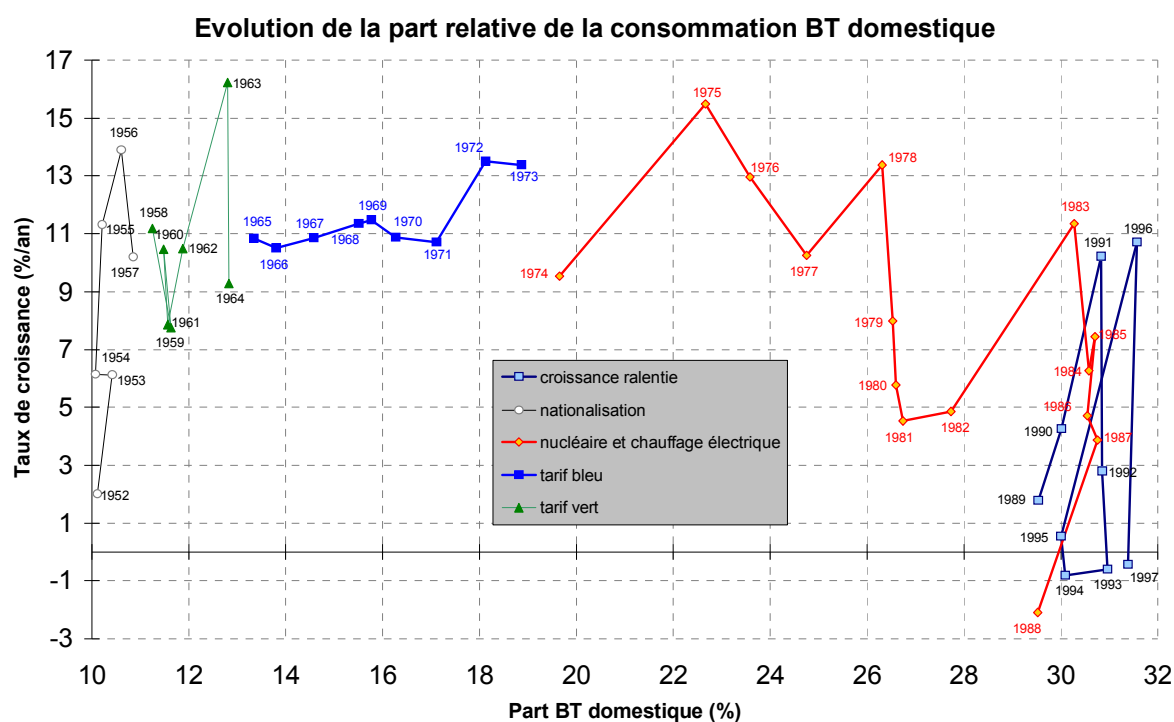
dessine entre 1981 et 1984 où la part relative atteint un maximum à 41 % environ, puis le taux de croissance fléchit jusqu'en 1988 où il devient négatif pour la première fois depuis 1946.

\* La dernière période de 1989 à 1998 se distingue par une stabilité de la part relative des consommations BT aux environs de 40 % de la consommation intérieure nette, mais avec de grandes fluctuations du taux de croissance. On note cependant que le taux de croissance tend à converger vers des valeurs nettement plus faibles que dans les décennies précédentes, de l'ordre de 2 à 3 % l'an.

La figure suggère que la progression de la part relative de la consommation BT s'est faite pour l'essentiel entre 1965 et 1978, soit en 13 ans, avec une pause de plusieurs années entre 1978 et 1982. La stabilisation de la part relative de la BT, vers le début des années 1980, s'accompagne d'une baisse des taux de croissances : elle semble se stabiliser vers un *cycle limite* caractérisé par des oscillations de grande amplitude, autour d'un niveau de 40 % de la consommation intérieure nette.

## 6) Evolution de la consommation BT domestique

Considérons maintenant la progression de la consommation BT domestique et agricole.



La basse tension domestique et agricole est passée de 10 % de la consommation intérieure nette à environ 30 %. Ce dernier niveau est aussi un attracteur autour duquel la part relative

oscille dans la dernière période. La figure montre remarquablement que la part relative s'est stabilisée depuis 1983, le taux de croissance dessinant une trajectoire faite de boucles répétées autour de cette valeur.

Nous pouvons même repérer trois cycles : le premier, avec un maximum en 1983, suivi d'une décroissance lente avec un creux en 1988, puis d'un pic en 1991, puis deux minima en 1993-1994, et un pic en 1996. La ressemblance avec la figure précédente provient du fait que, bien sûr, la consommation BT domestique forme l'essentiel de la consommation BT totale (figure 2). Depuis la fin des années 1980, la consommation BT domestique connaît des taux de croissance négatifs régulièrement : 1988, 1993 et 1994, enfin 1997.

Les autres secteurs consommateurs (agricole HT, BT professionnelle et services publics) ne sont pas représentés ici. Leur contributions respectives sont d'une part très faibles (moins de 1 % pour la HT agricole, respectivement 7 % et 2,5 % environ pour la BT professionnelle et services publics). En outre les trajectoires des taux de croissances sont très irrégulières et difficilement interprétables.

Les taux de croissance moyens des consommations par secteurs sont donnés dans le tableau suivant. Nous avons calculé les taux moyens sur chacune des périodes.

**Taux de croissance moyens par période des consommations par secteur**

Période	Industrie HT	Tertiaire HT	Agricole HT	Domestique BT	Professionnel BT	Services Publics BT	BT nette	Consommation intérieure nette
50-57 :nationalisation*	7,4	16,0	19,9	8,3	7,2	10,1	8,0	7,7
58-64 :tarif vert	7,1	10,4	25,1	10,5	10,1	8,4	10,1	7,9
65-73 :tarif bleu	5,1	14,7	20,6	11,5	6,4	9,1	9,8	6,8
74-88 :nucléaire / CE	2,6	8,3	3,4	7,8	4,5	5,3	6,9	4,5
89-97 :croissance ralentie	1,8	4,5	5,1	3,2	-0,6	1,1	2,4	2,4

Source : EDF Annuaire statistique 1994, Ministère de l'Industrie, Consommations et Distribution d'électricité, édition 1999.

\* l'année initiale diffère selon les secteurs : 1951 pour les consommations BT, 1956 pour la HT agricole.

Le tableau montre que la dynamique de doublement tous les dix ans s'est maintenue jusqu'en 1973, excepté pour les consommations domestiques et HT tertiaires. La dernière période, 1989-1997 montre un ralentissement de la progression des consommations. Le taux moyen de progression s'établit à 2,4 % pour la consommation intérieure nette.

## **7) un retour sur l'histoire commerciale d'EDF**

Trois périodes clefs jalonnent l'histoire d'EDF depuis la nationalisation (Morsel et al., 1996). La première, de 1946 à 1963 peut être qualifiée de « silence commercial » ; elle correspond à la rationalisation opérationnelle de l'outil de production de l'entreprise, c'est la période d'élaboration et de mise en œuvre de la doctrine tarifaire de l'EDF. La seconde phase, « le réveil commercial » correspond à un regain d'intérêt pour une stimulation de la demande au sein d'EDF ; cette période est balisée par l'opération Compteur bleu, qui, entre 1963 et 1968, permet la levée de l'obstacle à l'augmentation de la puissance souscrite. Elle inaugure l'utilisation de la publicité pour promouvoir les ventes pendant que parallèlement, le chauffage électrique était étudié en laboratoire entre 1965 et 1970 (Auteserre, 1997).

La troisième phase, « le tournant commercial » marque un engagement plus ferme dans l'action commerciale puisque ce tournant, bénéficie de l'onction explicite de l'État dans le contrat de plan de 1969 (Monnier, 1983, Puiseux, 1989 ; Morsel et al., 1996). En effet, contrairement aux deux premières phases fort discrètes du fait d'une certaine méfiance de la part de la tutelle, ce tournant commercial s'inscrit comme un moyen dans une stratégie plus globale négociée avec l'État (Monnier, 1983, cf. annexe 6).

Le tournant commercial sera de courte durée mais il repose sur le choix voulu d'une action intensive dans le secteur résidentiel et basée sur une stratégie de développement du chauffage électrique (Morsel et al., 1996 p. 631, Puiseux, 1989). A la suite du choc pétrolier de 1973, l'intérêt pour les économies d'énergie comme une des stratégies de contournement de la crise pétrolière entraîna l'interdiction temporaire de la promotion publicitaire des usages de l'électricité (ibid.). Par la suite, celle-ci sera au contraire encouragée lorsque la stratégie de substitution des énergies importées par l'électricité nucléaire sera affirmée.

### **7.1) Le compteur bleu ou l'essor du tournant commercial (1963-1970)**

La vocation initiale des compagnies de distribution électriques se limitait essentiellement à alimenter des usages spécifiques de base (Morsel et al., 1996, p. 631). Cependant, dès l'entre-deux-guerres de nouveaux usages apparaissent et les compagnies privées se lancent parfois dans une intense promotion commerciale. Par contre, l'image d'EDF à la suite de la nationalisation s'est construite sur la rationalisation d'un outil de production constitué à partir des installations d'une myriade d'entreprises privées, et qu'il fallait en outre développer dans un contexte où la tarification était déstructurée et les réseaux peinaient à suivre. Rien

d'étonnant à ce que l'on attendait avant tout d'EDF « *qu'elle assure la meilleure qualité de service au meilleur prix* » (Morsel et al., 1996, p. 632). Dans un tel contexte, la promotion des ventes apparaissait comme un gaspillage dont le résultat aurait été de renchérir une énergie déjà perçue comme chère (ibid.). Cet obstacle était en outre renforcé par la mixité de la distribution du gaz et de l'électricité au sein de l'EDF. La pratique des années 1950 voulait que les centres placent « *le gaz à la ville, l'électricité à la campagne* », la fragilité des réseaux ruraux augurait mal du développement des consommations. La promotion commerciale était envisagée avec une certaine méfiance au sein de l'entreprise, plus encline à une vision d'efficacité technique : « *Notre rôle, est de satisfaire correctement les besoins des usagers, il n'est certes pas de les provoquer* » (ibid. p. 633).

Le réveil commercial de 1963 n'a pas été le fait du hasard mais le fruit de l'analyse minutieuse d'une action pilote : l'expérience des trois villes de 1957 (Avignon, Boulogne-sur-Seine et Orléans). On cherchait ainsi à tester l'impact d'actions commerciales sur les consommations, les courbes de charge des clients et à en chiffrer les coûts pour l'entreprise. Cette expérience montrait une grande sensibilité des clients aux incitations commerciales : à l'évidence les clients souhaitaient diversifier leurs équipements et leurs usages. Par la suite, vers 1960 une réflexion sur le sujet fut initiée, dont la conclusion évoquait la nécessité d'une action commerciale pour EDF (ibid., p. 634).

La stimulation de la consommation fut décidée dans le cadre du plan quadriennal 1962-1965. Il en ressortait que la faiblesse des consommations par ménage en France n'était pas due à la cherté du kWh<sup>151</sup> domestique, mais bien à un retard structurel, qui était le résultat de vingt années de silence commercial (ibid., p. 635). En outre, l'action commerciale apparaissait comme un bon moyen d'exploiter les économies d'échelle en production et en distribution ; le fait que le coût de production est fortement décroissant en fonction des quantités distribuées, jusqu'à l'optimum d'utilisation du parc : l'effet de taille du parc et de densité sur les réseaux conduisent à la diminution du coût moyen lorsque les quantités augmentent.

Le constat selon lequel la puissance souscrite des abonnés domestiques était très faible en moyenne (moins de 1 kW en 1950, inférieure à 1,5 kW en 1960, contre 7 kW en 1985, EDF 1994) montrait clairement l'origine du problème. L'obstacle à lever pour développer les consommations *en profondeur* était donc de permettre *l'accroissement des puissances*

*souscrites*. Alors que le marché des appareils ménagers se développait et se diversifiait il était périlleux pour le client de raccorder des appareils de forte puissance : le réseau et le fonctionnement interne d'EDF contraignaient singulièrement la possibilité des clients d'accroître leur demande. Cela nécessitait en effet une procédure longue, complexe (trois semaines au mieux, *ibid.*, p. 637), dont le coût moyen était élevé et incombait entièrement au client. Surmonter cette barrière technique supposait de « *favoriser l'accès à la puissance* » pour une somme modique, dans le cadre d'une procédure légère et systématique.

L'idée de l'opération compteur bleu est née en 1963. Diverses études de satisfaction montraient que bien souvent, les clients trouvaient leur compteur « *trop faible* ». Il restait à trouver une formule qui puisse suggérer un remède à ces attentes, quand bien même ce n'était pas le compteur qui était fautif mais le branchement lui-même et surtout le réseau. On vendit donc l'accès à la puissance sous la forme du « compteur bleu », immédiatement identifié à l'entreprise, libérateur des maux des clients puisque toute la puissance voulue devenait accessible ; il représentait un changement radical par rapport au compteur noir, austère source de tous les problèmes. En interne, l'opération dû être préparée avec soin, surtout auprès d'un personnel technique sachant bien que ces compteurs bleus n'étaient en fait que des compteurs noirs peints en bleu !

Au lancement de l'opération, une dichotomie entre rural et urbain apparut d'emblée. Le label compteur bleu était attribué à la demande dans toutes les communes de plus de 2000 habitants, indépendamment des capacités de transit du réseau. Par contre, en rural, on décidait de n'attribuer le label qu'à la condition que les travaux de renforcement ne dépassent pas trois années de recettes prévisibles (Morsel *al.*, 1996, p. 639). Le passage se faisait sur la base d'une somme forfaitaire pour le client, la différence étant aux frais d'EDF. L'extrême hétérogénéité des installations des clients impliquait un coût potentiellement élevé, difficile à évaluer, mais ouvrait des perspectives de ventes importantes (*ibid.*, p.639). Ainsi, fin 1964, une enquête auprès des clients possesseurs du compteur bleu montrait que 51% d'entre eux avaient acquis un gros appareil (souvent à usage thermique) et que leurs consommations étaient passées de 520 kWh à 1720 kWh par an (*ibid.* p. 642). L'existence du nouveau compteur était alors largement connue (91 % de la population), mais souvent associée à tort (35 %) à un nouveau tarif plus intéressant. Cette confusion tombait à point, et il fut décidé de

---

<sup>151</sup> Les prix du kWh domestique en France en 1962 (15 cF) restaient comparable d'autres pays de développement comparable : 14,5 cF au Royaume Unis, 18,5 cF aux Etats-Unis, 20 cF en RFA (Morsel *et al.*, 1996 p. 635).



profiter du succès de l'opération Compteur bleu pour le lancement du nouveau tarif universel, en 1965<sup>152</sup>.

La possibilité d'augmenter la puissance a permis une augmentation rapide des consommations, entraînant ainsi le développement en profondeur. De 1962 à 1967, la puissance moyenne passa de 1,7 kW à 3,0 kW, avec un taux de croissance annuel moyen des consommations domestiques de 11,6%, un tiers des clients avaient adopté le compteur bleu à la mi 1968. Les actions qui suivirent entre 1963 et 1970, portaient sur une gamme d'usages variés : cuisson, ECS, gros électroménager (lave-linge, lave-vaisselle), l'éclairage, et la promotion d'usages en milieu rural (congélateur).

Les conclusions positives de l'opération compteur bleu laissaient entrevoir l'action commerciale pour la décennie suivante axée sur la promotion du logement tout électrique (ibid., p. 642), ce qui supposait de légitimer cette orientation auprès de la tutelle.

## **7.2) Le tournant commercial de 1970-1971**

Le tournant commercial d'EDF marque un changement important de la vision de la gestion de l'Établissement. Avant cette orientation, on constate une réticence certaine des pouvoirs publics à l'idée du développement des ventes par voie publicitaire, ou du moins par une action commerciale vigoureuse. L'argument principal de cette réticence réside dans l'ambiguïté de ce type d'instrument pour une entreprise publique dont l'outil tarifaire consiste à simuler un mécanisme d'allocation concurrentielle décentralisée optimale (dans certaines limites), c'est-à-dire au moindre coût pour la collectivité, tout en veillant à l'équilibre financier. Dans un tel cadre la promotion des ventes a une légitimité restreinte, voire inexistante, du moins discutable, puisque la stimulation des ventes ressort d'une logique de profit. C'est la raison pour laquelle l'action commerciale est difficile tant au sein d'EDF que de sa tutelle ; l'Établissement semblait en quelque sorte victime de son image de rationalité collective en action. L'argument de fond mis en avant par EDF était que l'accroissement des ventes permettrait d'obtenir, du fait des effets d'échelle en production et en distribution, des gains de productivité qui seraient reversés aux clients sous la forme de baisses de tarifs futurs. De ce fait, la promotion se justifie si les baisses de tarifs en valeur réelle sont inférieures aux dépenses de promotion des ventes (Morsel et al., 1996, p. 656.). Autrement dit, on se propose

---

<sup>152</sup> Les enquêtes auprès des clients qui ont motivé le message de la campagne sur le compteur bleue montrent la récurrence d'une certaine confusion entre puissance et consommation. Un point sur lequel nous reviendrons.

de faire consommer plus maintenant afin de baisser les prix plus tard. Un argument assez singulier relativement à la pratique de la tarification au coût marginal en présence de déséquilibres durables. L'argument opposé est que l'action commerciale fausse les choix des consommateurs ce qui entre en contradiction avec l'objectif de neutralité tarifaire : établir les tarifs de manière à ce que les choix privés s'agrègent de manière collectivement optimale. Ce débat, dans un contexte d'équilibre général, porte sur la forme de l'instrument de vente, et conduit à interroger son articulation avec l'outil tarifaire. La question des subventions directes à certains usages est ici cruciale (Boiteux, 1987 ; Hourcade et al., 1987).

Le tournant commercial fut possible avec l'accord explicite du gouvernement, à la signature du premier contrat de plan le 23 décembre 1970, (cf. le fac-simile en annexe 2). C'est en 1971, lors de la célébration du 25<sup>e</sup> anniversaire d'EDF aux centres des Renardières, que le slogan « *tout électrique, tout nucléaire* » fut prononcé (Morsel et al., 1996, p. 659), bien en phase avec le tournant commercial qui s'amorçait (Puisseux, 1989).

En pratique, le choix s'est porté vers le chauffage électrique dans l'habitat neuf, un « *produit spécialement conçu pour les ménages* » (Morsel et al., 1996, p. 652). Outre le fait que les usages spécifiques tendaient déjà vers leur niveau de saturation, l'usage thermique de chauffage, non seulement entraînait potentiellement d'importantes consommations, mais il présentait l'avantage non négligeable d'entraîner une substitution d'autres usages par un effet de conversion au tout électrique (ibid., p. 658). Un chauffage électrique intégral (appellation initiale du chauffage électrique en base) implique naturellement l'ECS et la cuisson électrique, pour un faible coût : il s'agit du même branchement. Plus précisément, le produit mis en avant dès 1971 consistait en un ensemble destiné à l'habitat neuf composé d'appareils de chauffage direct avec régulation dans chaque pièce, isolation thermique et ventilation (ibid., p. 666.).

Le produit en question, avait été soigneusement étudié dès le début des années 1960 par le département des applications de l'électricité de la Direction des Etudes et recherches (DER) en 1963 (Auteserre, 1997). L'étude au sein de l'entreprise de nouvelles applications amplifie l'impact des stratégies de promotion en fournissant un support notamment en terme de formation et d'animation de réseaux d'installateurs. Dès 1968, EDF signe une convention avec le Centre Scientifique et Technique du Bâtiment (CSTB) pour étendre son programme de recherche sur le chauffage électrique (ibid., 1997). Parallèlement à l'étude des conditions techniques d'utilisation du chauffage électrique qui permettront de baliser le lancement du

produit, un réseau d'installateurs était formé par l'entreprise au centre des Renardières. Ainsi, entre 1968 et 1973, 600 ingénieurs conseils sont formés à l'ingénierie du CEI par la direction des applications de l'électricité (Morsel, 1996). La préparation du lancement du chauffage électrique passe par la constitution d'un réseau dense de participations dans des groupes industriels et financiers<sup>153</sup> (Morsel et al., 1996, p. 659). EDF fait donc émerger dans un réseau professionnel très structuré, entre 1968 et 1971, une nouvelle activité qui sera le relais efficace de ses projets de promotion commerciale : le chauffage électrique dans l'habitat neuf. Dès le début des incitations financières accompagnaient la promotion : gratuité du raccordement et aide pour alléger les frais d'isolation thermique. Un point d'appui important se trouve être la profession du bâtiment dont les pratiques de minimisation des coûts d'investissement sur le poste du chauffage entrent assez bien en phase dans l'optique de proposer des logements à faibles prix. On comprend mieux l'intérêt de la solution électrique hors de la prime : le coût d'investissement de la solution électrique est plus faible comparativement aux énergies concurrentes.

### **7.3) Le lancement de la politique commerciale et l'interruption de 1973**

La promotion commerciale par la publicité sera brusquement interrompue après 1973, en raison de la gravité de la crise énergétique. Le chauffage électrique se diffusera sans publicité jusqu'en 1988, année de sa pénétration record dans le logement neuf, avec 72 % des logements mis en services (*ibid.*, p. 671). Entre 1973 et 1975, l'opportunité du développement du chauffage électrique était discutée, EDF souhaitant bien sûr qu'il se diffuse, puisque, d'une part, il n'avait vocation qu'à être utilisé avec une bonne isolation, les normes de 1974 se trouvèrent d'ailleurs être celles qui avaient été établies par les ingénieurs d'EDF (*ibid.*, p. 670). La hausse des prix des énergies fossiles plaçaient l'électricité à un niveau comparable aux énergies concurrentes pour la thermie utile en chauffage. Par contre, l'électricité disposait de l'avantage d'un coût d'installation très inférieur, qui, combiné avec les logiques de décision des promoteurs, incitait très fortement à privilégier la solution la moins chère à l'investissement. On peut constater l'effet de levier d'un tel avantage relayé par un réseau professionnel bien organisé, puis plus tardivement par des incitations financières à l'investissement de la part d'EDF lui-même (Boiteux, 1987). Si la légitimité de ces incitations

---

<sup>153</sup> La SFEE, dès 1971 avec la CGE, Thomson, Blanzky-Ouest et Paribas, Soretel, SGF, Spie-Batignolles, Merlin-Gérin, etc, *ibid.*, p. 659.

peut être contestée (Hourcade et al., 1989, Colombier, 1992), il apparaît clairement comment le chauffage électrique a pu se développer quasiment sans publicité entre 1974 et 1988.

#### **7.4) Réticences au moments déterminants : installateurs, écologistes et tutelle**

Malgré tout, la diffusion du chauffage électrique ne s'est pas faite sans résistances. Morsel (1996, p. 668) identifie plusieurs sources de résistance :

(1) producteurs de chauffage central et distributeurs de combustibles, dont l'hostilité venait de l'imperméabilité de la profession d'installateur qui, d'une part, ne pratiquait pas l'électricité, et d'autre part était scandalisée par un système de chauffage non centralisé et n'employant pas l'eau chaude. En comparaison, le coût d'installation du chauffage électrique ne laissait que peu de marge à un chauffagiste : une incitation faible à proposer cette solution, mais une brèche offrant un avantage inestimable à celui qui oserait franchir le Rubicon.

(2) Les écologistes, dont l'opposition était liée au nucléaire symbolisé par le slogan « tout électrique, tout nucléaire » et auquel fit écho le slogan militant « nucléaire non merci » durant les années 70.

(3) Enfin, une frange de l'administration, dont la ligne de défense s'appuyait sur un argument thermodynamique. Le principe de Carnot auxquels n'échappent pas les réacteurs PWR prédit qu'un tiers environ de l'énergie transportée par le fluide caloporteur du circuit secondaire est transformée en électricité. Le reste s'échappe par les tours aéroréfrigérantes, dont le nom quelque peu technique masque opportunément le fait que les deux tiers de la chaleur dégagée par la réaction de fission sont évacués dans l'atmosphère. Les déchets nucléaires n'en restent pas moins produits pour l'ensemble alors qu'un tiers est injecté dans le réseau.

Un autre argument était de nature économique : certains considéraient l'usage de l'électricité pour le chauffage dispendieux pour les usagers. Au moment du choc pétrolier, le débat prit une importance capitale, la réglementation imposait l'isolation des constructions neuves (juillet 1974), seule la publicité institutionnelle sur les économies d'énergie était autorisée, la campagne sur le CEI fut donc interdite. A la fin 1975, un texte tenta de rétablir des conditions de concurrence équitables entre le chauffage électrique et les autres énergies. Ce texte imposait le versement à EDF d'une avance remboursable pour toute installation de chauffage électrique (1500 F dans un appartement, 2500 F dans une maison individuelle). Cette avance n'était ni indexée, ni génératrice d'intérêt, elle était remboursée en 5 à 10 ans, le but affiché

était bien de créer une charge nette pour les promoteurs. Cette mesure resta en vigueur une dizaine d'années, sans freiner significativement la progression du chauffage électrique.

Plus tardivement, des critiques se firent jour contre la politique suivie par EDF : rapports Syrota (1987), puis Madelin (1988), qui contribuèrent à reconnaître l'existence d'une surcapacité nucléaire, et critiquaient le choix de développer le chauffage électrique. En clair, pour le premier (Syrota), les choix stratégiques étaient questionnés au niveau de l'efficacité collective, pour le second (Madelin), la critique de ces choix était un moyen d'attaquer la doctrine tarifaire elle-même, dont une certaine dérive à son esprit était dénoncée afin de proposer une libéralisation très poussée du secteur électrique.

### **7.5) Quelques réflexions autour de la dynamique du chauffage électrique**

La stratégie de développement du chauffage électrique nous permet d'engager une réflexion plus générale sur les choix publics, leurs liens avec les trajectoires institutionnelles et la place du calcul économique public (Hourcade, 1989). Nous essayons de montrer comment ce choix stratégique d'EDF, qui avait mûri à la seconde étape de son réveil commercial entre 1963 et 1968, s'insère dans un processus de décision plus global portant sur les grandes orientations technologiques du secteur de l'énergie.

Il s'agit là d'un domaine où le calcul économique joue un rôle indéniable mais dans certaines limites qu'il convient de rappeler. Le calcul économique produit un « effet de codage » induit par sa propre interprétation même, lorsqu'il est poussé à ses limites, c'est-à-dire en présence d'externalités et d'incertitudes, dans l'exercice délicat de projection dans le long terme (ibid.). Si, en 1974 il apparaît indéniable que le parc d'EDF doit être réoptimisé puisque les coûts marginaux de court terme sont nettement supérieurs aux coûts de long terme, le choix du « tout électrique, tout nucléaire » n'est pas complètement acquis. Il ne peut se construire que sur une logique dont le point focal est le caractère paradoxal du calcul économique public : les bons choix ne peuvent être faits qu'avec les coûts marginaux de long terme, mais ces coûts sont inobservables par construction, ils ne peuvent être révélés qu'au terme d'un exercice de prospective, dans lequel on tente de balayer le champ des possibles. C'est en ces termes que le calcul économique doit être compris comme un moyen de faire « remonter l'information du futur », l'interprétation de cette information lui confère alors le caractère d'un instrument de négociation (Henry, 1989). La manière d'amener cette information du futur ouvre la possibilité de l'effet de « codage » qui, au lieu d'orienter les choix vers une direction

nouvelle, peut au contraire renforcer le poids de décisions passées, et en ce sens, créer une irréversibilité socialement construite (Hourcade, 1989).

Dans le cas du programme nucléaire, l'effet de codage a été médiatisé par la projection de coûts futurs des énergies fossiles très élevés mis en regard de taux de croissance de la demande eux aussi très élevés par projection des tendances passées. Ce balisage du futur, même s'il fut qualifié en son temps « d'indigence scientifique<sup>154</sup> » aura pour effet d'amplifier le poids d'une réponse basée sur une offre massive, dont la clef était le développement de l'énergie nucléaire. Cet effet de codage se comprend dans le sens où il est le prolongement d'une vision basée sur l'offre, paradigme dominant des milieux de décision énergétique de l'après guerre (Puisseux, 1989). Cependant, la crise énergétique voit l'irruption de sources d'expertises alternatives, notamment des méthodes de prospective énergétique à caractère technico-économique, dont l'esprit est de désagréger les postes de demande de manière très détaillée, puis par le jeu de coefficients techniques d'utilisation et de rendement énergétique, de reconstituer les flux des différentes filières énergétiques jusqu'aux ressources primaires. A cette époque, ces méthodes étaient en cours d'élaboration, elles souffraient d'une asymétrie de l'expertise, un des biais qui participe au formatage des trajectoires irréversibles signalé par Hourcade (1989). Cette asymétrie d'expertise peut être schématisée : face à un futur présenté comme la projection d'une trajectoire passée, historiquement vorace en énergie, les trajectoires souples ouvertes par l'analyse technico-économique montraient des marges de manoeuvre importantes et un futur nettement moins énergétivore. Mais, l'asymétrie d'expertise provient du fait d'une insertion difficile dans des réseaux de décision construits de longue date<sup>155</sup>, dont les acteurs partagent une vision commune du futur, qui plus est peu perméable aux contradictions, dès lors l'effet de formatage joue à plein pour rejeter l'image d'un futur souple et privilégier une trajectoire d'offre qui de plus cadre avec l'espace de représentation commun de ses acteurs. Espace que l'on peut résumer à la recherche d'une indépendance énergétique par le déploiement d'une technologie nationale, axée sur l'offre puisque correspondant au schéma de l'après guerre décrit par Puisseux, presque contractualisée avec la signature du premier contrat de plan du 23 décembre 1970. On pourra remarquer qu'à l'époque de cette bifurcation critique du système énergétique, la théorie économique proposait un instrument d'orientation des choix en présence d'irréversibilité : la valeur d'option (Henry,

---

<sup>154</sup> Claude Henry, le Monde, 27-28 mai 1975.

<sup>155</sup> Dans le cas du secteur de l'électricité, ces réseaux d'acteurs se sont structurés dès la fin des années 20 lorsque la nécessité d'une interconnexion d'envergure nationale s'est imposée au Ministère de l'Energie et dans le patronat de l'industrie électrique.

1974, Fischer, 1974), qui permet de quantifier l'irréversible, de quantifier le coût de l'abandon de certaines trajectoires au moment de la décision. Cependant, la valeur d'option, souffre du paradoxe du calcul économique public : quand on sait la calculer, on en a pas besoin, car les incertitudes sont réduites ; quand on en a besoin, on ne sait pas la calculer, car les incertitudes sont trop grandes (Hourcade, 1989). En outre, *l'irréversible* semblait être un objectif *recherché* par EDF (Puisseux, 1989), dernier point sur lequel nous ne nous étendrons pas mais qui semble déterminant pour comprendre l'effet de recodage dans le cas du régime d'électrification rurale.

Dans un tel cadre, la formulation de la trajectoire macroéconomique s'appuie sur un argument microéconomique. Les conditions initiales du choix d'un programme nucléaire volontariste supposent une croissance importante de la demande. Cette croissance modifie les conditions initiales qui motivent le choix, et sa trajectoire future ; ici, le codage prend la forme d'anticipations de la demande autoréalisatrices qui fondent le choix initial : elles en renforcent la nécessité. Dès lors, l'action commerciale sur les usages résidentiels se trouve justifiée : elle sera le moyen de réaliser les anticipations autoréalisatrices. Elle l'est d'autant plus que l'expérience historique de la promotion des ventes se trouve renforcée par la convergence d'appréciation des expériences nationales des années 50 et 60 quant à la difficulté de stimuler les ventes dans le secteur industriel (Morsel et al., 1996). Les arguments microéconomiques qui serviront cette voie reposent sur l'utilisation des incitations à l'investissement, mais aussi par l'effet de réseau engendré par la formation du réseau professionnel des ingénieurs conseils, puis l'effet d'apprentissage auprès des constructeurs de logements neufs. Cet effet jouera à plein dans le cas des zones rurales, qui sont en plein mouvement de périurbanisation.

## **8) La dynamique des consommations résidentielles par usages depuis 1970**

L'examen des consommations résidentielles par usages permet de comprendre la dynamique de la croissance des consommations BT domestiques et agricoles examinée précédemment. La forte croissance des consommations BT s'est accélérée avec la « libération de la puissance » à partir de 1963, puis durant « le tournant commercial » d'EDF initié en 1970 (Morsel et al., 1996).

Il est possible de situer deux vagues successives qui portent la part relative de la consommation BT domestique par une forte croissance en profondeur. La première est celle de la diffusion rapide des usages spécifiques de l'électricité induite par la facilité de

changement des puissances qui *initie* la croissance en profondeur : une adaptation progressive des installations aux appareils existants sur le marché stimule leur diffusion, et donc l'équipement des ménages. La seconde vague est celle de l'ouverture du marché des usages thermiques qui accélère la croissance en profondeur.

Les deux sources principales sur les consommations par usages sont les bilans de l'observatoire de l'énergie, eux-mêmes issus des traitements d'enquêtes du CEREN dont le champ est national : il ne distingue donc pas le rural du moins pas au niveau des bilans finaux ; pour les consommations rurales, par usages, nous nous baserons sur les résultats de Colombier (1992) et de Gouvello (1994), et des quelques sources postérieures dont nous disposons.

### **8.1) La composition de la consommation résidentielle nationale**

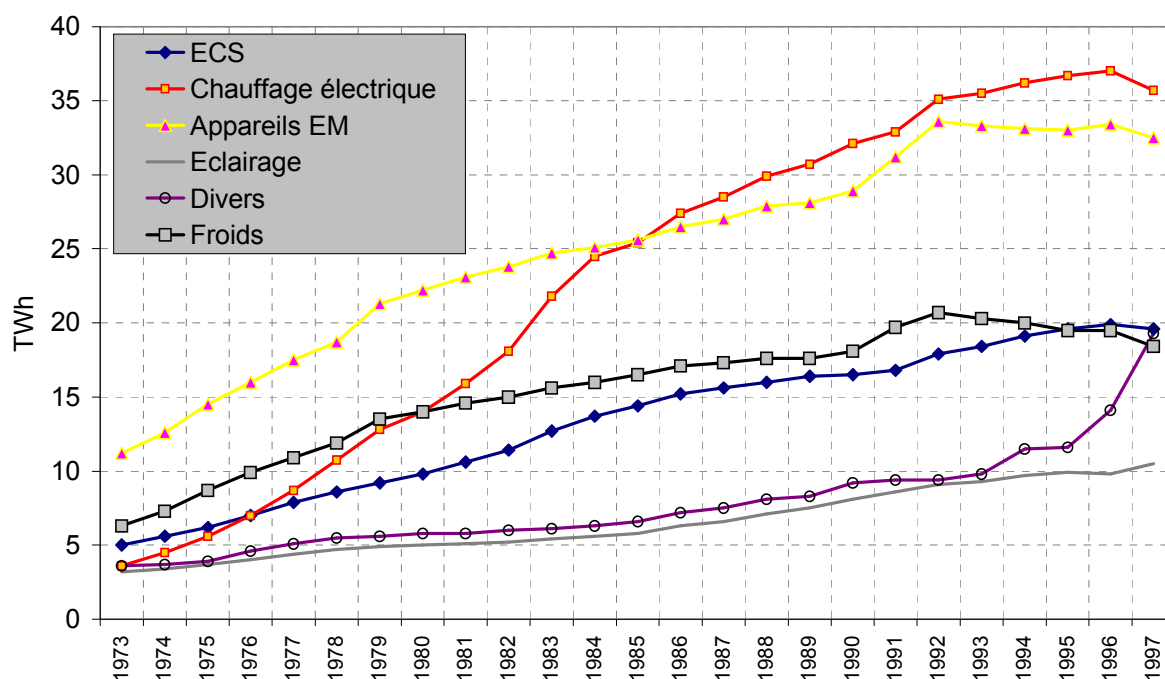
Elle recoupe tous les ménages, y compris les consommations domestiques des exploitations agricoles. La décomposition par usages est faite à partir d'un éclatement de la consommation résidentielle et tertiaire. Plus, précisément, les résultats d'enquêtes sur les usages permettent de déduire des clefs de répartition qui sont appliquées aux consommations agrégées (DIGEC, 1999).

Les décompositions exactes par usages ne sont disponibles qu'à partir de 1973. La figure suivante présente les évolutions des consommations par usages entre 1973 et 1998, dernière année disponible. On considère les blocs d'usages suivants : Chauffage électrique, ECS électrique, cuisson, usages spécifiques, hors électroménager, usages électroménagers et enfin les usages divers non spécifiés par ailleurs.

La figure suivante montre la répartition des usages en niveau (TWh) entre 1973 et 1997. La croissance de ces usages peut être appréciée par la pente des courbes.



**Consommations résidentielles par usages 1973-1997**



Sur cette figure apparaissent les grandes étapes de la consommation résidentielle entre 1973 et 1997. Tout d'abord, la forte croissance du chauffage électrique en deux phases : de 1973 à 1984 la pente de la courbe des consommations est plus accentuée que par la suite, avec une stabilisation vers 1992. L'électroménager dont on note un ralentissement de la croissance en 1979, une seconde phase qui dure jusqu'en 1990 où l'on voit la consommation de l'électroménager repartir pour se stabiliser par la suite dès 1992. La consommation de l'ECS double en 7 ans (1973 et 1980), puis redouble en 15 ans (1981-1996). L'éclairage et les usages divers ont une croissance nettement plus faible sur toute la période, enfin, poste divers montre une forte croissance dans la période récente. Le tableau suivant donne le taux de croissance annuel moyen des consommations par usages considérées dans la figure précédente.

**Synthèse des taux de croissances moyens  
des consommations résidentielles par usages.**

Période	Chauffage électrique	ECS	Cuisson	Eclairage	Usages Divers	App. EM	Dont froid	Usages spécifiques	Usages thermique	Total
74-77	24,7	12,1	23,0	8,3	9,3	11,8	14,7	10,7	18,6	13,7
78-82	15,9	7,6	4,9	3,4	3,3	6,4	6,7	5,4	11,1	7,9
83-87	9,7	6,5	3,1	4,9	4,6	2,6	2,9	3,3	7,8	5,6
88-92	4,3	2,8	5,8	6,6	4,7	4,5	3,7	4,9	4,0	4,4
93-97	0,4	1,8	1,2	2,9	16,2	-0,7	-2,3	3,7	0,9	2,2

Source : Ministère de l'Industrie, 1999.

Les taux du tableau sont des moyennes harmoniques des taux instantanés selon un pas uniforme de 5 ans. On extrait ainsi une tendance moyenne pour cinq années consécutives. Les tendances par usages apparaissent clairement :

- \* Le chauffage et la cuisson électriques ont les taux les plus élevés en début de période (24,7 % et 23 %) , viennent ensuite le froid (14,7 %), l'ECS (12,1 %) et l'électroménager (11,8 %, qui inclue le froid). Globalement la croissance des usages thermiques dépasse en moyenne de 8 % celle des usages spécifiques. On note enfin les taux de croissance modérés des usages éclairage et divers.
- \* Dès 1978 la croissance des différents usages tend à ralentir, les usages thermiques restent à 11,8 % l'an. Seul le chauffage électrique garde une croissance à deux chiffres (15,9 %), l'ECS croît alors beaucoup plus modérément à 7,6 % l'an. Le chauffage électrique restera à près de 10 % jusque vers la fin des années 80 (9,7 % entre 83-87).
- \* La période suivante se caractérise par deux faits : une relative convergence des taux de croissance des consommations par classe d'usages, tout au moins dans un intervalle plus restreint de l'ordre 4 à 6 %. Les usages thermiques avec 4 % en moyenne et un peu plus pour les usages spécifiques (4,9 %).
- \* La dernière période montre le tassement de la croissance des consommations vers des taux proches de zéro voire négatifs (électroménager et froid), les usages spécifiques ont une croissance supérieure aux usages thermiques : 3,7 % contre 0,9 % ; cet effet semble nettement dû à l'accroissement du poste « divers » regroupé dans ces usages.

La forte croissance des usages thermiques de l'électricité s'inverse pour rester inférieure à celle des usages spécifiques depuis 1990. Il convient donc d'analyser l'évolution des consommations rurales par usages.

## **8.2) L'évolution de la normalisation thermique (1974-2000)**

Comme nous l'avons vu lors de l'histoire du tournant commercial d'EDF, dès 1973 le gouvernement dû réorienter sa politique face à un quadruplement des prix du pétrole en l'espace de quelques mois. L'un des axes de cette réaction fut d'instaurer une réglementation plus stricte dans la construction de logements neufs. Le tableau suivant récapitule la chronologie des modifications de la réglementation thermique des bâtiments.

### Les principales étapes d'évolution de la réglementation thermique du bâtiment en France

Année	Remarques
1974	Établissement de la réglementation thermique pour les logements résidentiels Apparition du coefficient G (acronyme de « déperditions Globales »)
1976	Réglementation thermique appliquée au secteur non résidentiel Apparition du coefficient G1
1980	Lancement du Label Haute Isolation
1982	Création du coefficient B (acronyme de « Besoins de chauffage »)
1983	Lancement des labels Haute Performance Energétique (HPE) et Solaire
1985	Lancement du programme H2E85 (Habitat Econome en Energie 85)
1988	Introduction du coefficient C (acronyme de Consommations) renforcement de la réglementation pour le secteur non résidentiel
2000	Renforcement de la réglementation thermique sous une forme incitative

*Source : Ministère de l'Équipement, des Transports et du Logement (2001).*

Le tableau retrace succinctement les étapes de l'évolution de la réglementation thermique dans les bâtiments. En 1974, il s'agissait de répondre dans l'urgence par une meilleure isolation de l'enveloppe et une meilleure ventilation, suite au quadruplement des prix du pétrole. Dès 1976 elle est étendue aux bâtiments non résidentiels. Par la suite, avec le Label Haute Isolation, la réglementation est aménagée de manière à inciter les constructeurs à dépasser les exigences réglementaires. A partir de 1982-83 la réglementation rend obligatoire le niveau d'isolation du Label Haute Isolation à l'ensemble des logements, le Label HPE lancé en 1983 consiste en quatre niveaux de performance proposés pour donner une meilleure lisibilité des efforts d'amélioration des performances énergétiques dans la construction neuve. C'est à partir de 1988 que l'effort de normalisation se stabilise pour 12 ans à un niveau très exigeant puisque la réglementation porte désormais sur la consommation C, somme des besoins en chauffage corrigée des rendements des systèmes de chauffage ou d'eau chaude sanitaire. Elle s'accompagne d'un renforcement des normes dans les bâtiments non résidentiels, tout en imposant de nouvelles exigences en matière de régulation, de programmation, ventilation et climatisation. Ce n'est qu'en 2000 que la réglementation sera révisée, et par la suite selon un calendrier quinquennal (Ministère de l'Équipement, des Transports et du Logement, 2001). L'effet de la réglementation sur la dynamique des consommations d'électricité domestiques est certainement non négligeable mais difficile à mesurer.



## Annexe 4 : l'analyse géographique de la demande d'électricité

*Nota : cette annexe est une version abrégée d'un chapitre qui a été supprimé du corps de texte de la thèse.*

### 1) Présentation du zonage en aires urbaines

La géographie quantitative offre plusieurs pistes pour notre objectif. La première consiste à réaliser une transformation des données appelée lissage spatial, une autre voie consiste à rechercher un principe unificateur qui restitue les entités dans un contexte préexistant.

Un principe unificateur commun aux trois thèmes, géographie humaine, réseau et consommations d'électricité est la typologie de communes de l'INSEE dite **Zonage en Aires Urbaines** (ZAU) et son **complément rural** réalisé par l'INRA. Cette typologie des communes s'impose quel que soit le thème examiné, ce qui n'est pas le cas lorsque l'on cherche à expliquer la superposition de plusieurs zonages différents. Elle retrace des faits structurels mais dans une certaine mesure seulement, puisque le ZAU est par nature un zonage fonctionnel lié à la polarisation des aires urbaines au travers des migrations pendulaires domicile-travail (Hilal, 1997). La connaissance des définitions exactes des catégories du ZAU permet d'anticiper dans une certaine mesure si un thème ou une variable donnés sont susceptibles ou non d'être expliqués par ce zonage. Avant d'examiner ces catégories, il convient de rappeler comment elles ont été construites.

#### 1.1) La nécessité du dépassement de la dichotomie villes campagnes

L'étude de la structuration du territoire suppose de définir des limites entre les différentes catégories d'espace. L'INSEE s'est attachée dès l'après seconde guerre mondiale à étudier cet aspect de la géographie du territoire (Auroux, 1998, p.11).

Le recensement de 1954 introduit une définition des unités urbaines qui repose sur une définition datant de 1856... Selon cette définition, une unité urbaine est un ensemble d'habitations séparées de moins de 200 mètres et comptant au moins 2000 habitants. Il s'agit de définir l'agglomération par la continuité du bâti<sup>156</sup>. Cette distinction posait une limite abrupte entre l'urbain compact et dense, et le rural, plus diffus. Si la mémoire de la

---

<sup>156</sup> A l'exclusion d'obstacles qui introduisent une barrière artificielle dans cette continuité : cours d'eau, parcs, aires industrielles.

justification de cette définition s'est perdue, elle n'en a pas pour le moins demeuré avec un certain nombre de raffinements intervenus entre 1954 et 1996 (ibid., et Larcher, 1998).

Le besoin de dépasser une dichotomie trop marquée entre villes et campagnes, a incité l'INSEE à rechercher un indicateur plus fin, qui traduise mieux la logique de peuplement de l'urbain et du rural. En 1962 apparaît le concept de zone de peuplement industriel et urbain (ZPIU) (Larcher, p.12, INSEE, p. 12). Les ZPIU sont caractérisées par les points suivants :

- La proportion de la population qui ne vit pas de l'agriculture ;
- L'importance des migrations pendulaires entre domicile et lieu de travail ;
- Le taux de croissance démographique.

Selon cette définition, les communes rurales (de moins de 2000 habitants) en ZPIU étaient dites sous influence urbaine, et par opposition les communes rurales hors ZPIU faisaient partie du « rural profond ». Cette définition a été utilisée durant 30 ans. Le tableau suivant montre l'évolution du nombre de communes en ZPIU de 1962 à 1990.

**Evolution du nombre de communes en ZPIU de 1962 à 1990**

Années	Nombre de ZPIU	Nombre de communes	Pourcentage du nombre total de communes
1962	844	9 083	23,9%
1968	812	10 644	29,2%
1975	881	12 143	33,4%
1982	877	18 956	52,0%
1990	603	28 500	78,0%

Source : INSEE, d'après Larcher (1998), p. 13.

En 1990, l'extension des ZPIU est telle que leur nombre a baissé ; elles regroupent alors 96 % de la population totale de la France. Ce phénomène traduit des tendances profondes dans la structuration de l'espace. Ainsi, il apparaît clairement que la notion de ZPIU ne permet plus de distinguer de manière pertinente la structuration du territoire. Comme le rappelle Larcher, les ZPIU regroupaient déjà en 1982 des communes de tailles très hétérogènes, ainsi, sur les 877 ZPIU, 450 avaient moins de 10 000 habitants, et la ZPIU de Paris comportait 1 244 communes pour 10,2 millions d'habitants. Enfin, la plus petite regroupait 2 017 habitants.

Un point important de la définition des ZPIU est que le rural est défini de manière résiduelle : c'est l'ensemble des communes hors ZPIU, une telle définition semble peu satisfaisante à certains auteurs, et encore moins aux élus ruraux. Ces observations sur l'insuffisance de la

notion de ZPIU sont à l'origine du Zonage en Aire Urbaine (ZAU) qui utilise une définition plus restrictive des espaces urbains et périurbains.

## **1.2) Le zonage en Aires Urbaines et son complément rural**

En s'appuyant sur l'important développement de la mobilité quotidienne des actifs autour des lieux où se concentrent les emplois et sur la périurbanisation qui en résulte, l'INSEE a proposé le *Zonage en Aires Urbaines* (ZAU) pour remplacer les ZPIU. Dans les principes retenus pour construire le ZAU, les villes apparaissent en tant que lieux de concentration de l'emploi, ce qui fait qu'elles exercent une attraction plus ou moins intense sur leur environnement par l'intermédiaire des migrations quotidiennes. Le zonage donne ainsi une description de l'espace à dominante urbaine français en faisant apparaître des espaces de polarisation intense : les aires urbaines, constituées de pôles urbains (eux-mêmes constitués de leur ville centre et de leurs banlieues) et de leurs couronnes périurbaines (cf. Encart, et Le Jeannic, (1997, 1997a).

Les communes qui ne font pas partie de cet espace à dominante urbaine forment, une fois de plus, un espace à dominante rurale de façon résiduelle. Cet espace qui regroupe 70 % de la superficie du territoire et les deux tiers des communes, rassemble un quart de la population française, soit 13,4 millions d'habitants en 1990 et 13,6 millions en 1999 (Bessy-Pietry et al., 2000).

La césure qui prévaut entre ces deux espaces ne remplace que partiellement l'opposition traditionnelle entre villes et campagnes. D'une part, le périurbain n'est pas la ville : un cinquième des agriculteurs y réside. Par ailleurs, même si son solde migratoire est positif et que les arrivées de population en provenance des seuls pôles urbains dépassent 2 millions d'habitants entre 1982 et 1990, près de 1,1 millions de personnes ont quitté les *communes périurbaines* pour aller s'installer dans les *pôles urbains*.

L'espace à dominante rurale est hétérogène puisqu'il est soumis à plusieurs types de dynamiques démographiques, économiques et sociales. Tout d'abord, il rassemble des communes qui, sans se trouver sous une forte influence urbaine, subissent néanmoins les effets d'une polarisation urbaine plus diffuse. Ensuite, de nombreux bourgs et petites villes polarisent l'espace rural environnant, par le biais d'une concentration géographiquement très localisée de services et plus généralement d'emplois. Enfin, les autres communes rurales et les autres petites villes, isolées des influences urbaines et qui, dans la mesure où elles ne

présentent aucune concentration d'emplois, connaissent des logiques de polarisation spécifiques. C'est la raison pour laquelle un complément rural du zonage en aires urbaines a été réalisé par l'INRA afin de distinguer plus finement les différentes catégories de communes rurales (Hilal, 1997).

Le ZAU se présente sous la forme d'une nomenclature spatiale simplifiée en sept postes : pôles urbains, couronnes périurbaines, communes multipolarisées, rural sous faible influence urbaine, pôles ruraux, périphérie des pôles ruraux et rural isolé. Les définitions exactes de chacune de ces catégories sont explicitées dans l'encadré suivant.

### **Le Zonage en Aires Urbaines**

**Espace à dominante urbaine** : ensemble des pôles urbains et des communes périurbaines.

- **Aire urbaine** : ensemble de communes, d'un seul tenant et sans enclave, constitué par un pôle urbain et par des communes rurales ou des unités urbaines dont au moins 40 % de la population résidente ayant un emploi travaille dans le pôle urbain ou dans des communes attirées par celui-ci ;

- **Pôle urbain** : unité urbaine offrant 5 000 emplois ou plus et n'appartenant pas à la couronne périurbaine d'un autre pôle urbain.

- **Couronne périurbaine** (d'un pôle urbain) : ensemble des communes de l'aire urbaine à l'exclusion de son pôle urbain ;

- **Communes multipolarisées** : communes rurales et unités urbaines situées hors des aires urbaines, dont au moins 40 % de la population résidente ayant un emploi travaille dans plusieurs aires urbaines, sans atteindre ce seuil avec une seule d'entre elles, et qui forment avec elles un ensemble d'un seul tenant.

- **Communes périurbaines** : communes des couronnes périurbaines et communes multipolarisées. La population périurbaine est la population vivant dans une commune périurbaine.

### **Complément rural du Zonage en Aires Urbaines**

**Espace à dominante rurale** : ensemble des communes rurales et des unités urbaines n'appartenant pas à l'espace à dominante urbaine.

- **Rural sous faible influence urbaine** : ensemble des communes rurales ou unités urbaines, n'étant pas pôle rural et dont entre 20 % et 40 % des actifs résidents vont travailler dans des aires urbaines.

- **Pôles ruraux** : unités urbaines ou communes rurales offrant de 2 000 à moins de 5 000 emplois et dont le nombre d'emplois offerts est supérieur ou égal au nombre d'actifs résidents.

*L'intervention simultanée d'un nombre d'emplois et d'un taux d'emploi est justifiée par le fait que, contrairement à la logique qui prévaut pour le repérage des pôles urbains, ce n'est pas la seule concentration des emplois qui nous intéresse ici mais également le rôle que ces lieux peuvent jouer sur les communes environnantes.*

- **Périphérie des pôles ruraux** : ensemble des communes rurales ou unités urbaines, n'étant ni pôle rural, ni sous faible influence urbaine, et dont 20 % ou plus des actifs résidents travaillent dans les pôles ruraux.

- **Rural isolé** : ensemble de toutes les autres communes rurales ou unités urbaines.



## 2) Justification de l'emploi du zonage en Aires Urbaines et son complément rural

L'intérêt du recours au ZAU du point de vue de notre objectif de travail se vérifie à plusieurs niveaux.

### 2.1) La pertinence du zonage en aires urbaines

- Premièrement, l'utilisation du Zonage en Aires Urbaines et de son complément rural se justifie du point de vue méthodologique. L'intérêt est ici de partir d'une organisation du territoire fixée et déjà établie scientifiquement mais dont on se propose d'expliquer *de manière maîtrisée et raisonnée les caractéristiques du point de vue de thèmes externes à ce zonage* (les données électriques). Le ZAU apparaît donc un comme zonage préliminaire qui sera enrichi pour obtenir in fine un zonage explicatif de la géographie de la demande rurale d'électricité.
- Deuxièmement, un enjeu de transmissibilité évident : on compte en France métropolitaine plus de quatre-vingt centres de distribution EDF ; il s'avère donc utile de construire une méthode articulée autour d'une nomenclature spatiale préexistant au niveau national.

Le recours au ZAU ne présente d'intérêt réel que si celui-ci dispose déjà d'un pouvoir explicatif de certaines variables électriques, sans quoi le péril est grand au contraire de brouiller définitivement le zonage de la géographie de la demande d'électricité par des phénomènes qui lui sont totalement étrangers.

Dans un premier temps, on s'attachera donc à vérifier la pertinence de cette nomenclature du point de vue de la demande d'électricité en répondant à la question suivante : « est-ce que les indicateurs de la demande d'électricité ont une géographie reflétant le gradient rural urbain retenu ? ».

Afin d'éclairer les enjeux méthodologiques de notre exercice, il semble important de rappeler les interrogations et les choix effectués pour la construction du ZAU et exposées par le Jeannic (1997a).

Tout d'abord, cet auteur distingue deux démarches possibles pour décrire le territoire : faire une typologie spatiale ou bien une typologie relationnelle (p. 414). Dans le premier cas c'est l'homogénéité statistique des éléments qui constitue les zones, alors que dans le second c'est

l'intensité des liens entre les éléments. Les deux démarches sont considérées comme incompatibles par certains auteurs alors que d'autres estiment possible de les raccorder (ibid., p. 414).

Le territoire peut être analysé sous une multiplicité de points de vue, se pose alors la question de la possibilité de déterminer un zonage unique capable de synthétiser tous les thèmes étudiés. En l'absence de lissage, on obtient un morcellement du territoire. De plus, le Jeannic note que la description de l'espace urbain et périurbain ressort plus d'une logique de polarisation, alors que la description du rural relève d'une logique de typologie, d'où une mise en cohérence délicate (p. 417).

La construction raisonnée du ZAU a suivi une logique itérative pour le choix des variables : définition des différentes catégories et test de seuils sur les variables pertinentes. La priorité était clairement donnée à l'aspect urbain, le rural se définit de manière résiduelle. Le Jeannic (1997a) affirme que l'espace rural n'a pas été décomposé comme il était prévu au début de la construction du ZAU. Le caractère hétérogène des communes de l'espace rural demandait cependant une décomposition. Il nous paraît utile de restituer les principaux problèmes apparus autour de la décomposition du rural lors de la création du ZAU.

## **2.2) Difficultés de la qualification de l'espace rural par une logique de polarisation**

Le terme de « rural profond » apparaît au début des années 1980, lors de la publication des résultats du recensement de 1982 (Mathieu, 1995). Une connotation péjorative s'attache à ce terme dérivé d'une catégorie statistique qui associe au rural l'image d'un espace en voie de disparition, dont la dynamique est essentiellement celle de la désertification (ibid.). En fait, le rural résiste à une catégorisation statistique systématique, comme en témoigne finalement les difficultés de la décomposition de l'espace à dominante rurale lors de la construction du ZAU :

*« de nombreux spécialistes du monde rural considèrent de toutes façons que cet espace ne se structure pas de la même manière que l'espace à dominante urbaine » (le Jeannic, 1997a, p. 429).*

Une profonde différence entre l'urbain et le rural est sous-entendue dans cette citation, ce qui entraîne une difficulté à opérer une partition fonctionnelle de l'espace rural. Toutefois, une majorité d'auteurs considèrent que le niveau d'équipement communal et son rayonnement à

partir des pôles les plus équipés est un indicateur pertinent (Le Jeannic, 1997a, p. 429). Cette variable a donc été retenue après l'examen de plusieurs autres indicateurs :

- ***La SAU (surface agricole utilisée)*** : considérée comme peu discriminante du fait du poids faible du secteur agricole dans l'emploi ; du reste, elle ne décrit l'utilisation de l'espace que du point de vue de l'agriculture ;
- ***La part des résidences secondaires*** : considérée comme signe de pré urbanisation ou de dynamisme touristique, elle a été rejetée du fait d'une qualité statistique médiocre ;
- ***La part des réserves foncières*** : jugée trop difficile d'utilisation ;
- ***La part des inactifs et des personnes âgées*** : jugée d'une utilisation difficile.
- ***La part des constructions neuves*** ;
- ***La densité de population*** : son utilisation est délicate en vertu de la variabilité du maillage communal ; les lissages spatiaux ne lèvent pas non plus tous les obstacles ; enfin sa définition est toute relative et plus adaptée au domaine urbain par le biais de la notion de densité humaine, somme de la population résidente et de la population active employée sur la commune que divise sa superficie (Fouchier, 1998).

C'est la raison pour laquelle les données issues de l'inventaire communal ont été choisies, plus précisément, une liste de 22 équipements a été retenue à partir d'une classification hiérarchique ascendante (Saporta, 1990 ; Lebart et al., 1994) sur 55 équipements. Ont été définies trois classes de communes de l'espace à dominante rurale : les pôles de services disposant d'au moins 16 des 22 équipements ; l'espace urbain proche, défini comme les communes non pôles de services mais situées à une distance moyenne des 22 équipements inférieure à 12 km ; le rural éloigné : ensemble des autres communes situées à plus de 12 km des 22 équipements.

Cette partition de l'espace rural n'a pas été retenue, parce que d'une part l'inventaire communal produit des données parfois incohérentes entre elles au niveau communal et que d'autre part, les divers intervenants ne retrouvaient pas dans ce zonage ce qu'ils considéraient comme le rural profond de leur région ; dans d'autres cas du rural profond apparaissait à proximité des centres urbains (le Jeannic, 1997a, p. 431) !

Le besoin de décomposer l'espace rural, imposait de redéfinir une partition de celui-ci ; elle demeure construite sur le critère des migrations pendulaires, avec un seuil abaissé à 20%. Elle aboutit aux quatre modalités du rural décrites dans l'encadré de présentation du ZAU : le rural sous faible influence urbaine, les pôles ruraux (communes rurales regroupant de 2000 à 5000 emplois et dont le taux d'emploi est supérieur à 1 soit un nombre d'emplois supérieur au nombre d'actifs résidents), les périphéries des pôles ruraux, le rural isolé (INSEE, 1998, Hilal & al. 1997).

### **3) Les analyses thématiques de la géographie de la demande**

Les analyses thématiques consistent en une cartographie par projection d'indicateurs choisis sur le fond communal du département. Leur objet est double : elles servent à représenter la configuration spatiale des variables de manière à faire ressortir des formes régionales par les associations entre valeurs de l'indicateur et typologie des milieux ; dans un second temps elles nous permettent d'estimer visuellement si un indicateur cadre avec le ZAU, c'est-à-dire si aux différentes catégories d'espaces du ZAU sont associées des valeurs typiques de l'indicateur.

La présentation des analyses thématiques est structurée de la manière suivante : présentation par thème (géographie humaine, réseau, consommations d'électricité et demande) ; chaque thème est divisé en sous thèmes (qui regroupent grosso modo les champs de variables figurant dans les bases communales, ou des regroupements que nous justifierons). Nous commentons pour chaque sous thème leur intérêt dans le cadre de notre exercice de zonage de la demande.

#### **3.1) Présentation générale du département de la Mayenne**

La Mayenne (53) est le plus petit département de France, il fait partie de la région Pays de Loire. La Mayenne jouxte les départements du Maine-et-Loire et de la Sarthe membres de la même région ainsi que l'Ile-et-Vilaine à l'ouest et l'Orne au nord. L'armature urbaine de la Mayenne est présentée sur la carte n°1 de l'annexe cartographique, celle-ci s'appuie sur les trois unités urbaines principales et leurs communes périurbaines ainsi que leur seconde couronne de communes sous faible influence urbaine. On dénombre aussi trois pôles ruraux (Evron, Ernée et Craon) entourés de leurs périphéries. La carte n°2 représente les limites des syndicats primaires d'électrification rurale de la Mayenne dont le nombre s'établit à 21. Remarquons qu'il n'existe pas de syndicat départemental en Mayenne, nous reviendrons sur ce point de la faiblesse structurelle du maître d'ouvrage de l'électrification rurale dans le département.

### **3.1.1) Le peuplement en Mayenne**

Au recensement de 1999 la Mayenne comptait 285 338 habitants, en croissance stable mais tendancielle affaiblie. Le département bénéficie d'un surcroît de structurel de naissances sur les décès et les départs par migration. La densité de population est la plus faible de la région avec 55 habitants/km<sup>2</sup> contre 100 pour sur l'ensemble de la région. La population tend à se concentrer de plus en plus selon un axe nord-sud, le long de la Mayenne. Cet axe suit très nettement les zones d'influence des trois principales villes du département c'est-à-dire dans l'ordre de leurs populations Laval (50 473 habitants), Mayenne (13 549 habitants) et Château-Gontier (11 085 habitants). Le peuplement du département en dehors de ces trois pôles et de communes traversées par l'autoroute A61 (Le Mans-Rennes) ainsi que les pôles ruraux tel Evron ont des densités plus élevées ou en croissance (Joseph, 1999).

Le caractère rural du département est très prononcé, du fait de l'importance du peuplement des zones de l'espace à dominante rurale, plus de la moitié de la population résidant dans cette catégorie d'espace (ibid.) En outre, le rural Mayennais est dense dans le sens où le territoire des communes de l'espace rural est peuplé par des centre bourgs entourés d'habitations dispersées sur le territoire de la commune. Nous verrons que cette caractéristique explique l'importance du stock et la structure des réseaux de distribution de ce département. La Mayenne fait partie des départements dont la population de l'espace rural a augmenté entre 1990 et 1999. Cette progression étant plus forte dans les communes rurales de la périphérie des aires urbaines et des pôles ruraux (ibid.) Le rural isolé, continue par contre à se désertifier, principalement dans le nord-ouest et le sud-ouest du département.

### **3.1.2) Les activités en Mayenne**

L'emprunte du secteur agricole est forte sur le département, ce qui constitue une caractéristique de la région Pays-de-Loire où le développement d'activités industrielles et tertiaires est relativement récent (INSEE, 1997). Cette diversification s'est organisée autour de quelques grands établissements mais a surtout été impulsé par une forte croissance des PMI locales. La spécialisation de la Mayenne reste encore fortement tournée vers les activités agroalimentaires, ainsi, les indices de spécialisation<sup>157</sup> en termes d'emplois du département sont très élevés sur l'agriculture (3,3), les industries de la viande et du lait (5,3) et les biens

---

<sup>157</sup> Le taux de spécialisation est égal au rapport du poids d'une branche dans l'emploi de la zone sur le poids de la branche dans l'emploi national (France métropolitaine, INSEE, 1997).

d'équipement ménagers (4,4), en sorte que l'emploi lié au secteur agricole reste trois fois plus élevé qu'au niveau national ; la région Pays de Loire totalisant le plus d'emplois dans le secteur primaire (soit 88 500). Les industries agroalimentaires restent le premier employeur du secteur secondaire ; elles ont de plus augmenté leurs effectifs employés de +14 % entre 1990 et 1999 alors que l'emploi dans cette branche baissait de -1,5 % au niveau national (INSEE Pays de Loire, 2002). Les industries agroalimentaires sont en outre fortement spécialisées vers la préparation de produits à base de viande ou de poisson qui à eux seuls totalisent un peu moins de 50 % des emplois de la branche.

L'agriculture mayennaise est essentiellement composée d'exploitations relativement petites tournées vers la poly-activité à dominante d'élevage laitier, de production de viande bovine combinée avec des cultures céréalières. En fait ce schéma classique laisse entrevoir un clivage nord sud qui reflète les conditions climatiques et topographiques à l'intérieur du département. En effet, en raison d'un relief plus marqué et d'un climat moins clément le nord du département (aux alentours de Mayenne) concentre des exploitations d'élevage plus extensif, de type bovin, laitier et viande ; au contraire du sud qui permet de plus grandes exploitations notamment en cultures céréalières et industrielles. Les autres types de culture (maraîchage, horticulture...) sont très peu représentées en Mayenne, excepté dans le mode de faire valoir dit de complément (qui correspond grosso modo aux jardins potagers des habitants, distincts des exploitations agricoles). En raison des quotas laitiers, les élevages se sont spécialisés vers d'autres types de production, notamment porcine, tant du fait d'une certaine rentabilité, que du fait de la saturation des élevages en Bretagne. C'est donc dans le nord de la Mayenne sur les axes routiers Rennes-Le Mans et Alançon-Fougères que la percolation bretonne a été la plus forte. L'élevage de volailles est aussi bien représenté en Mayenne, en troisième position après les élevages laitiers et porcins. Enfin, la Mayenne est aussi une région d'élevage de chevaux.

### **3.2) La géographie démographique de la Mayenne**

#### **3.2.1) Données de cadrage sur démographie de la Mayenne**

Le thème démographique regroupe des données de cadrage et la structure des ménages. Ces données fondamentales reflètent les déterminants fondamentaux de la demande d'électricité : on comprend aisément qu'au niveau communal les niveaux et les densités de population vont conditionner les niveaux de consommation constatés.

La connaissance de la répartition des différentes catégories de ménages est un indicateur socioprofessionnel qui représente indirectement les niveaux de vie des habitants, ce sont donc des indicateurs indirects sur les niveaux d'équipement qui vont conditionner les niveaux de consommation.

Si on considère les communes en régime rural, la variation de la population totale entre 1990 et 1999 se décompose ainsi : 4682 habitants de plus, dont 3583 dans les communes périurbaines, 1442 dans leurs voisines sous influence urbaine, 272 dans les deux pôles urbains en régime rural et 249 dans les périphéries des pôles ruraux, les communes rurales isolées perdent elles 864 habitants.

La croissance de la population en régime rural est le fait des couronnes périurbaines et des communes sous faible influence urbaine, ces communes captent 90 % de l'accroissement total. L'accroissement démographique du département est donc le fait d'une périurbanisation intense. Les communes qui perdent des habitants sont situées dans l'espace à dominante rurale, plus exactement dans la partie nord-ouest du département (autour de Gorron et Ernée), et de manière moins nette au nord est ; on remarque une poche de déprise au sud-ouest près du pôle rural de Craon.

Si l'on considère la décomposition de la croissance de la population en ses composantes naturelles et migratoires on obtient :

- En régime urbain le solde migratoire des communes périurbaines est élevé (+19 %) et faible en régime rural (+1,6 %).
- La composante naturelle contribue le plus à l'accroissement en régime rural, pour toutes les catégories de communes sauf en rural isolé (-0,3 %). Le solde migratoire du régime rural est nul, le solde naturel montre une légère augmentation (+3,8 %).

### **3.2.2) Le logement**

La structure du parc de logement et son évolution ont de toute évidence une influence du premier ordre sur les consommations d'électricité, tant par la dimension des logements, que leur ancienneté qui est indicateur de leurs performances thermiques, en outre, on comprend aisément qu'à caractéristiques données des logements le niveau de consommation variera avec le nombre d'occupants, leur degré d'équipement surtout en présence d'usages thermiques.

Nous distinguerons les types de logements : résidences principales, résidences secondaires, fermes, ensuite, nous regarderons l'âge de ces logements, selon les catégories de l'INSEE : construction avant 1949, entre 1949 et 1974, entre 1975 et 1981, après 1981. Enfin, nous étudierons le niveau de confort des logements, et le type d'occupation, essentiellement les maisons individuelles qui représentent l'essentiel du parc de logements. En milieu rural, et notamment en Mayenne, le logement collectif est assez marginal, de plus nombre de résidences HLM sont en fait des pavillons.

La dynamique des stocks de logement est aussi importante, cependant les données ne nous permettent pas de faire plus qu'une comparaison des stocks entre deux dates, cependant cet indicateur simple revêt un certain intérêt, puisqu'il permet de localiser les communes où la construction de logements a été la plus importante. Les zones de construction actives et d'habitats denses auront de même des réseaux électriques différents, et en principe (sauf écart d'anticipation dans la planification du réseau) peu sujets aux contraintes car dimensionnés pour plusieurs années.

#### **A) La pertinence du thème logement**

- Typologie des logements : le statut d'occupation des logements (principal ou secondaire), le type d'immeuble. En maison individuelle les consommations d'énergie sont plus élevées, les logements individuels tendent à être plus vastes et doivent assurer une production de chaleur individuelle. Le statut d'occupation entre résidences principales et secondaires est d'une grande importance. Les résidences secondaires ont un impact important sur les pointes des réseaux locaux en raison de l'intermittence de leurs consommations et de leur concentration sur des périodes courtes. Les données de la GDO sont créditées d'une sous-estimation systématique du nombre de résidences secondaires, par conséquent du fait de leur importance du point de vue de la MDE il importe de valider les données issues d'EDF avec celles de l'INSEE.
- La période de construction des logements est une indicatrice (imparfaite) de la qualité thermique du bâti et donc des consommation d'électricité. On s'intéresse particulièrement au stock avant 1974 et après 1974. Cet indicateur n'est disponible que pour les résidences principales. Cependant, en général les résidences secondaires sont plus anciennes, mais en l'absence d'informations plus précises on supposera qu'une faible proportion de ces dernières a été construite après 1949.



- Le niveau de confort est un indicateur indirect des niveaux d'équipements des logements. Cet indicateur n'est disponible que pour les résidences principales, il se décline en quatre modalités : absence de confort (ni sanitaires ni chauffage central), confort minimal (sanitaires sans chauffage central), confort moyen (sanitaires et chauffage central), grand confort (sanitaires, bain et douche, chauffage central). On s'attend donc à ce que plus le niveau de confort s'élève, plus l'équipement électrique du logement s'élèvera, à nombre d'habitant donné.

## **B) Structure des parcs de logements entre 1990 et 1999**

L'évolution des parcs de logements sur la période intercensitaire (1990-1999) examine la composition du parc de logement en fonction des types de communes du ZAU et du régime d'électrification de ces communes.

Les résidences principales forment le gros du parc de logement (au moins 80% du stock), la part de ces logements est d'au moins 92% en espace urbain, 79% dans le rural isolé. Le caractère résidentiel des communes périurbaines et des villes est plus marqué (Le Jeannic, 1997a), ce qui est le cas en Mayenne.

Les résidences secondaires sont plus présentes dans l'espace à dominante rurale : de 5,1% à 11,5%, les pôles ruraux confirmant leur caractère de villes ont une part faible (2,2%) du même ordre que les communes de l'espace urbain (entre 1,8 % et 4%, pour une moyenne du régime urbain de 2,4%). La part moyenne des résidences secondaires varie dans un rapport de 1 à 4 entre régime urbain et régime rural.

Les logements vacants sont aussi plus nombreux dans l'espace à dominante rurale : entre 5,8 % pour les périphéries des pôles ruraux et 9,3 % en rural isolé ; contre au plus 4 % dans les couronnes périurbaines et 4,8 % dans les pôles urbains. Les pôles ruraux ont une part de logements vacants plus élevée que les communes en espace urbain (6,6 %). La différence entre communes en régime urbain et régime rural se situe au niveau des résidences secondaires, et dans une moindre mesure une part légèrement plus élevée de logements vacants.

## **C) Evolution des parcs de logements entre 1990 et 1999**

La dynamique des parcs de logement sur la période 1990-1999 est par contre très contrastée entre les catégories d'espace. Le stock de logement a cru fortement dans les communes de

l'espace urbain, et particulièrement fortement dans le périurbain : de 16 % à 37 % selon le régime, de 12,5 % à 25 % dans les pôles urbains. Dans les communes de l'espace rural, cette croissance est plus modérée : 7,8 % pour les communes rurales sous influence urbaine, 3,1 % pour les périphéries de pôles ruraux à 4,8 % au maximum en rural isolé. Les pôles ruraux se distinguent par un taux de 8,8 % qui les rapproche des villes, ou du rural sous influence urbaine.

#### **D) La typologie des résidences principales en 1990**

La répartition entre catégories de communes est très hétérogène. Les pôles urbains du régime urbain se partagent entre immeubles collectifs et maisons individuelles, l'habitat collectif se concentrant naturellement dans les villes. Par contre, dans les communes périurbaines la maison individuelle domine : 84% à 91% du stock des résidences principales. Les couronnes périurbaines en régime rural ont une proportion de fermes non négligeable : 13 %, signe du fait qu'elles se sont formées par l'occupation d'espaces ruraux.

Si l'on considère les communes de l'espace à dominante rurale, la répartition des types de résidences principales est homogène en régime rural : 75% de maison individuelle, 20 % de ferme et à peu près 5% d'autres types de résidences principales.

#### **D) La répartition des résidences principales par classe d'âge.**

L'ancienneté des logements est un facteur déterminant de leur qualité thermique, les consommations d'énergie peuvent varier d'un facteur 1 à 3 à surface égale. On s'intéresse à l'ancienneté des maisons individuelles qui représentent 76% des résidences principales en régime rural.

La répartition des maisons individuelles par âge dans les communes urbaines et périurbaines montre des différences notables. Si l'on considère le régime urbain, les couronnes périurbaines ont une part de logements plus récents plus élevée que les pôles urbains : ce sont des aires d'urbanisation récente, depuis la fin des années 1960 (Le Jeannic, 1997b) ; par exemple la part des maisons construites après 1981 y est double de celle des pôles urbains (29% contre 13%), il en va de même pour les autres tranches d'âge, et à l'inverse, la part de maisons d'avant 1949 des pôles urbains est double de celle des couronnes périurbaines (33% contre 16%).

Les deux communes banlieues pôles urbains en régime rural (Sainte-Baudelle et Moulay, adjacentes à Mayenne) ont des profils d'âge proches des couronnes périurbaines en régime urbain, ce qui incite à les classer en couronnes périurbaines. Les couronnes périurbaines en régime rural se distinguent nettement des communes de l'espace rural surtout par une faible proportion de maisons individuelles d'avant 1949 (29% contre 47% pour tout le régime rural) et une proportion plus élevée pour celle de 1974 à 1981 (29% contre 20%).

Les autres communes de l'espace rural en régime rural ont un profil similaire : une part de maisons individuelles d'avant 1949 plus élevée (entre 47% pour les périphéries de pôles ruraux, et 54 % en rural isolé) ; pour les autres périodes, les parts relatives sont très sensiblement les mêmes : 17 à 18 % pour 1949-1974, 16% à 21% pour 1974-1981 et 13% à 14% après 1981. Cette répartition confère une homogénéité remarquable entre catégories de l'espace à dominante rurale sur le plan de l'âge des maisons individuelles.

### **E) Les niveaux de confort des logements**

Cet indicateur indirect du niveau d'équipement des logements est représenté par le pourcentage des résidences principales tout confort dans le total des logements. La partie est du département (au nord d'Evron) se détache par le faible taux de confort des résidences principales (entre 22 % et 52 %), toutes communes font partie de l'espace à dominante rurale. Le sud est plus hétérogène avec peu de résidences de faible confort, tandis que les deux principaux pôles urbains de Laval et Mayenne ainsi que leurs couronnes périurbaines et leur périphérie ont une part plus élevée de résidences principales tous confort.

#### **3.2.3) Les consommations de chauffage des logements**

On s'intéresse ici aux principales énergies de chauffage dans les résidences principales et tout particulièrement à l'électricité. Les données dont nous disposons sont celles de 1990. Les deux principales énergies de chauffage en concurrence sont le fuel et l'électricité ; elles ont une répartition assez uniforme sur l'ensemble des communes, ce qui se traduit par des parts relatives entre urbain et rural sensiblement égales (respectivement 23,1% en urbain, 26,7% en rural pour le fuel, 25,7% en urbain et 27,9% en rural pour l'électricité). Les autres énergies montrent des profils très différenciés entre régimes urbain et rural. Le bois est plus présent dans l'espace à dominante rurale, c'est la troisième énergie après le fuel, il est presque inexistant dans les communes urbaines et périurbaines (excepté en régime rural : 6,2%).

Le gaz se trouve en urbain et en périurbain, du fait des densités d'habitation élevées : 45,8% pour les pôles urbains, 16,2 % pour les couronnes périurbaines et les pôles ruraux, toutes en régime urbain. Le gaz a une pénétration maximale sur les pôles urbains, au détriment de l'électricité et du fuel excepté les deux communes pôles urbain en régime rural ; la part du chauffage électrique y est minimale à 22%. Par contre, dans les couronnes périurbaines du régime urbain, la part de l'électricité est très élevée (42,8%), au détriment du gaz, le fuel se maintient à une part proche de la moyenne du régime urbain.

En 1990, le marché du chauffage des logements dans les communes périurbaines se partageait entre l'électricité et le fuel. Cet effet est à relier directement à l'effort commercial intense de l'EDF au cours de la période d'accélération de la périurbanisation, entre la fin des années 70 et la fin des années 1980, moment de l'apogée de la pénétration du chauffage électrique dans le logement neuf (Colombier, 1992 ; Morsel, 1996b).

Les communes de l'espace rural en régime rural ont un profil différent : fuel et électricité à parts égales (environ 27%), puis bois (proche de 10%). Les autres énergies se trouvent en proportions très faibles. Ces communes montrent une remarquable homogénéité de la répartition des énergie de chauffage dans les résidences principales. Toutefois, l'absence de chauffage central est plus fréquente dans le rural isolé (37%).

### **3.3) Les activités agricoles**

Ce thème constitue un élément important de la demande d'électricité du point de vue de la MDE dans les communes où l'activité agricole est fortement implantée, c'est-à-dire celles où il existe une proportion de fermes en activité étant donné qu'une part non négligeable des usages agricoles appellent une puissance importante et que de plus, ces usages sont sensibles aux chutes de tension.

Nous regarderons l'implantation des activités agricoles au travers de divers modes de production dont la présence est significative en Mayenne : élevage laitier, élevage porcin, volaille, cultures céréalières, industrielles et de complément. Ce sont là les principaux éléments dont nous disposons, encore qu'ils soient assez anciens puisqu'ils remontent au recensement agricole de 1988.

L'élevage bovin est la première composante de la production animale en Mayenne, par ses aspects élevage bovin pour la viande, puis élevage laitier et vache nourricière, en ce sens,

c'est une dominante départementale, qui est cependant un peu plus implantée dans le nord du département en raison de la nature des terres qui se prêtent plus au pâturage et à l'élevage hors sols. Les ovins, caprins et équidés sont des productions animales secondaires, plus présents dans le sud que dans la Nord du département.

Le développement important de l'élevage porcin est un fait récent en Mayenne, déjà perceptible au recensement de 1988. Il est expliqué par une dynamique de spécialisation des élevages du fait de l'irruption des quotas laitiers dans le cadre de la PAC, au milieu des années 1980. Cette spécialisation est aussi clairement localisée dans le nord de la Mayenne, du fait de la conjonction de deux facteurs structurants : premièrement, l'implantation traditionnelle très forte des élevages laitiers dans le nord du département ; deuxièmement, la proximité de la Bretagne, région remarquable par sa spécialisation dans l'élevage porcin. Il s'ensuit une dynamique de diffusion progressive de l'élevage porcin du nord vers le sud de la Mayenne, cette implantation est facilitée dans le nord par la présence de grandes unités de l'industrie agro-alimentaire au nord de la Mayenne (notamment le long de l'axe Alençon-Fougères). L'élevage du porc, se concentre lui aussi de manière très nette au nord de Laval (55% des élevages en 1988).

L'élevage de volaille est réparti aussi de manière égale sur le département, en proportion de la part des exploitations, ce qui traduit une implantation plus homogène de cette production. On observe donc sur les principales productions animales une concentration de celles-ci sur le nord de Mayenne, plus du fait du nombre important d'exploitations dans cette partie du département que d'une spécialisation régionale marquée, excepté pour la production porcine et laitière.

En conclusion, comme nous l'avons évoqué au début de ce paragraphe, l'espace agricole du département ne se conforme pas au ZAU. Il se structure selon une polarité nord-sud dans laquelle le nord concentre une agriculture plus extensive tournée vers l'élevage bovin (laitier, viande et veau), plus récemment l'élevage porcin, le sud ayant une polyculture plus variée notamment au niveau des cultures industrielles et de céréales. Si l'on considère la ZAU, on peut voir que les différents types de communes ont des caractéristiques agricoles assez contrastées, signe que l'emprunte des activités agricoles reposent sur une autre logique que celle de la polarisation de l'espace.

### **3.4) La géographie de la demande : les données clientèle d'EDF**

La base de donnée de la clientèle d'EDF recense toutes les données relatives à l'intégralité des contrats. Le centre EDF de la Mayenne nous a aimablement fournis une copie anonyme de ce fichier dans laquelle ne figuraient que des informations techniques. Cela représente un fichier d'environ 82 000 enregistrements. Ces données ont été consolidées d'une manière que nous allons expliciter dans les paragraphes suivants.

#### **3.4.1) Traitements préalables des données clientèles d'EDF**

En raison des contraintes d'extraction des fichiers d'EDF et de volume, les données clientèle de la Mayenne nous ont été fournies sous formes d'extractions par classe de client pour chacune des agences d'exploitation du centre EDF GDF Services en Mayenne. Ces agences sont au nombre de trois, elles sont rattachées aux trois principales aires urbaines et en portent le nom, soit du nord au sud : Mayenne, Laval, Château-Gontier.

##### **A) Séparation des clients domestiques**

L'organisation des données EDF est basée sur les types de contrats. Pour chaque agence on distingue par un code les clients agricoles, domestiques, professionnels et services publics. Etant donné que nous recherchons un découpage fin des usages domestiques nous souhaitons séparer les clients ruraux domestiques en fonction de variables indicatrices de leurs usages.

Une telle décomposition peut suivre plusieurs voies :

1. décomposition en fonction des puissances souscrites et du type de tarif ;
2. décomposition en fonction du type de contrat
3. décomposition en fonction des types de branchements du contrat

La première méthode a été utilisée par de Gouvello (1994, 1996) dans son étude sur les surcoûts de la distribution rurale. Cette méthode consiste à dire que dès qu'un client a un double tarif avec heures creuses il y a au moins un chauffe-eau électrique, voire plus en fonction du niveau de puissance souscrite : chauffe-eau seulement à 6 KVA, chauffage électrique et chauffe-eau à partir de 9 KVA. L'inconvénient de cette méthode est qu'elle peut surestimer la présence de chauffage électrique, en général on affine avec des seuils de consommation. Nous avons opté pour la troisième méthode puisque dans les données du QE

figurait une codification des usages présents en aval du compteur. Cette codification présentait quatre modalités :

1. Chauffe électrique et chauffage électrique (ECS+CEI) ;
2. Chauffage électrique seul (CEI) ;
3. Chauffe électrique seul (ECS) ;
4. pas d'usages thermiques (ni ECS ni CEI).

Nous avons donc extrait et séparé tous les clients domestiques selon cette codification.

### **B) Séparation des résidences secondaires**

L'importance des clients résidences secondaires réside dans leur impact élevé sur les réseaux électriques en dépit de leur faible consommation. L'EDF, en raison de l'interdit de l'intervention directe après compteur n'est pas fortement incité à localiser les clients résidences secondaires. En conséquence de quoi, le rapport du X<sup>e</sup> inventaire d'électrification rurale (Martin, 1995) insistait sur les écarts d'un ordre de grandeur entre les estimations d'EDF et le recensement de l'INSEE.

Nous avons donc dû recourir à un algorithme simple : pour chaque client nous avons comparé les adresses de paiement aux adresses de livraison. Si ces deux adresses diffèrent, alors on estime que le client est une résidence secondaire. Ce critère simple extrait près de 9 200 clients résidences secondaires, contre 6719 selon le recensement de 1999. Ce critère s'avère un peu trop large dans le sens où une même personne peut habiter un logement dont l'électricité est payée par des tiers ou des proches, ce qui fait que le reversement dans les résidences secondaires serait abusif. Nous avons donc créé une autre série en durcissant le critère de définition des résidences secondaires : on ne retient que les adresses payeur hors du département.

### **C) Séparation des autres catégories de clients**

Les autres catégories de clients ont été séparées en fonction de leur code d'activité. Les clients agricoles et domestiques ont une codification unique, les autres clients ont une codification différente. Par la suite nous avons regroupé les clients professionnels et services publics dans

une seule catégorie puisque nous nous intéressons avant tout aux usages domestiques et agricoles.

### **3.4.2) la géographie de la clientèle EDF**

Les cartes 30 à 35 représentent la répartition géographique de toutes les catégories de clients que nous avons construites après le traitement du fichier brut.

La géographie de la clientèle permet d'identifier les caractéristiques suivantes :

1. les clients agricoles sont concentrés dans les communes de l'espace à dominante rurale ;
2. les clients ECS+CEI sont concentrés dans les couronnes périurbaines et les communes rurales sous faible influence urbaine ;
3. les clients ECS se répartissent uniformément sur le territoire ;
4. les clients CEI seul forment une catégorie résiduelle (700 clients) avec une disposition spatiale uniforme ;
5. les clients sans ECS ni CEI sont distribués de manière uniforme sur le territoire mais avec des proportions corrélées avec celles des clients ECS+CEI. Autrement dit, là où l'on trouve des taux élevés de clients ECS+CEI on trouve aussi des taux élevés de clients sans ECS ni CEI ;
6. les clients résidence secondaire (carte 34) ont une répartition spatiale très similaire à celle des données du recensement de 1999, c'est-à-dire une concentration plus importante à l'est du département ;
7. les clients professionnels et service publics (carte 35) ont une répartition uniforme avec des fréquences plus élevées dans les communes périurbaines, sous influence urbaine ou à la périphérie des pôles ruraux.

La correspondance entre la répartition des résidences secondaires du fichier clientèle d'EDF et le recensement valide de manière encourageante la méthode de filtrage des clients retenue. En comparant la carte des résidences secondaires selon l'INSEE en 1999 et celle des clients



résidences secondaires du point de vue du fichier client d'EDF, une certaine adéquation apparaît clairement.

La répartition des clients professionnels et services publics recoupe l'idée selon laquelle le niveau d'équipement des communes, c'est-à-dire la présence de services publics et marchands plus ou moins variés reflète le caractère plus ou moins enclavé de ces communes. Autrement dit, la diversité des services d'une commune reflète son caractère plus ou moins rural, ce que nous retrouvons ici au travers de la part relative des clients professionnels et services publics qui tendent à être plus nombreux dans les communes périurbaines et sous faible influence urbaine (c'est-à-dire la seconde couronne) ou à proximité des pôles ruraux. Notons qu'une analyse fine par code d'activité EDF au niveau communal nous aurait permis d'anticiper une partie du recensement communal de 1998.

En guise de conclusion, la géographie de la demande des données EDF montre une certaine cohérence avec la géographie humaine et le ZAU, mais celle-ci n'est pas complète, on voit donc bien l'intérêt de compléter le ZAU.

### **3.4.3) La géographie de l'offre : le réseau électrique d'EDF**

La géographie du réseau électrique est un thème peu traité dans la littérature (Colombier, 1992, de Gouvello 1994). Notre problématique, alliée à la richesse des données dont nous disposons esquisse une voie d'investigation originale<sup>158</sup>. Il est dès lors possible de rattacher les dynamiques des réseaux électriques ruraux aux éléments structurants de l'espace rural, ce qui permet ainsi de cerner l'impact des dynamiques de développement sur l'évolution d'une infrastructure (Colombier et Hourcade, 1988), ce qui ouvre la possibilité de mieux cibler les actions de MDE (de Gouvello, 1996).

Au premier abord, le réseau est un objet technique particulier qui relie des agents (les clients consommateurs d'électricité) disposés dans l'espace au distributeur d'électricité par le biais d'une infrastructure technique, le réseau de distribution d'électricité. Ceci sous-entend que le réseau s'adapte à la géographie de la demande mais selon une dynamique qui lui est propre, puisque son développement est le résultat du couplage entre les décisions des collectivités maîtres d'ouvrage et du distributeur dans son activité de gestion du réseau de distribution.

---

<sup>158</sup> Du moins, à notre connaissance. Il semble que l'EDF ait tenté ce que nous réalisons aujourd'hui dès les années 1960, mais cette voie d'investigation a été abandonnée en raison de faibles différences des niveaux d'équipement entre catégories de ménages (communication personnelle de M. Alain Doulet, EDF-DEGS, 1997).

Nous pouvons ainsi nous attendre à ce que des caractéristiques du réseau soient faiblement reliées à certaines grandeurs structurantes de la géographie humaine. C'est l'identification de ces formes qui constitue l'étude de la géographie du réseau.

### **A) Les traitements généraux préalables des données du réseau rural en Mayenne**

Le niveau fin des données brutes relatives au réseau impose une agrégation communale comme dans le cas des données clientèle. En effet, les données relatives au réseau ont pour unité statistique le départ BT, l'unité élémentaire des calculs d'état des réseaux électriques<sup>159</sup>.

Cette consolidation communale a été effectuée en agréant les valeurs pour tous les départs alimentant une même commune. Toutefois, le recoupement entre départs et communes n'est pas parfait, puisque le réseau s'est développé selon des contraintes techniques qui n'ont aucune raison de respecter les limites institutionnelles. Un même départ peut donc alimenter des clients situés sur une autre commune, mais le départ est rattaché à la commune où se situe l'origine du départ : le poste HTA/BT, tandis que les clients seront rattachés à leur commune de résidence. La comparaison des codes de départs aux cinq premiers segments du code de poste (qui correspond au code INSEE des communes) permet de savoir si un départ situé sur une commune donnée est alimenté par un poste situé sur une autre commune. Si les deux codes diffèrent c'est que le départ considéré est alimenté par la commune d'origine du poste. Nous avons fait cette comparaison pour l'année 1996. Les effets de débordement entre communes sont marginaux dans le cas de la Mayenne : sur 11 105 départs BT de 1996 seulement 77 sont alimentés par un poste situé sur une autre commune, soit 0,69 % du total. En raison du caractère marginal de ces effets de débordement, nous n'avons pas estimé nécessaire d'effectuer une correction par réaffectation des départs concernés. En outre, une telle correction demeure délicate à réaliser : si l'on sait quels départs réaffecter, on ne peut pas réaffecter leurs clients à partir des données du fichier de clientèle ; on introduirait ainsi un biais entre données réseau et données clientèle. En tout état de cause, pour réaliser une telle réaffectation, il faudrait disposer de données plus précises sur le rattachement des clients sur le réseau<sup>160</sup>. Signalons enfin que dans les départements dont le maillage communal est plus

---

<sup>159</sup> Un départ BT est une collection de tronçons de réseau appelés dipôles sur lesquels des clients sont rattachés (par un code dipôle dans la GDO) et qui est relié à un dipôle source, c'est-à-dire un poste de transformation HTA/BT. Un même poste peut alimenter plusieurs départs mais les clients ne peuvent être rattachés qu'à un seul départ.

<sup>160</sup> En fait, nous disposons d'un code de rattachement dipôle pour chaque client, malheureusement, ce code ne permet pas de déduire le code de départ BT ce qui compromet bien évidemment la possibilité d'effectuer la correction voulue.

fin, c'est-à-dire dont les communes ont de petites surfaces, ces effets de débordements peuvent potentiellement devenir plus préoccupants et nécessiter une correction assez délicate.

Nous avons pu ainsi construire plusieurs indicateurs synthétiques produits à partir des données brutes et qui représentent des quantités d'ouvrages BT présents sur les communes, le nombre de clients rattachés à ces ouvrages par commune, ainsi que l'état des réseaux électriques calculés par l'organe de calcul BATECA.

Un traitement spécifique a été réalisé pour retracer la dynamique de la qualité de fourniture. L'indicateur clé pour la compréhension de la dynamique des réseaux est le flux de départs en contrainte. C'est-à-dire le nombre de tronçons de réseau dont la tension sort de la norme de 11% de chute de tension, avec bien sûr le nombre de clients concernés. C'est ce seuil qui déclenche en principe une étude de renforcement du réseau.

La construction d'indicateurs de dynamique des contraintes implique un traitement complexe, car les contraintes individuelles et les renforcements ne sont pas suivis explicitement dans la base de données réseau d'EDF. Il faut donc établir un ensemble de règles qui vont permettre de suivre l'état des départs individuellement d'année en année et de retracer les apparitions et résorptions de contraintes. Cet indicateur ne peut cependant pas retracer les renforcements effectués. En effet, d'une part les renforcements ne sont pas suivis par EDF mais par les syndicats, ensuite, lorsqu'un renforcement intervient, la configuration du réseau est modifiée de telle manière que le départ disparaît pour être remplacé par un autre, généralement parce qu'un poste est créé. Dans ces conditions il est difficile de savoir ce qu'il est advenu du départ disparu, c'est-à-dire s'il a totalement disparu en raison des travaux ou s'il a été incorporé dans une nouvelle configuration du réseau.

Notre traitement a pu être effectué sur les cinq années de fichier réseau CRIT-BT dont nous disposons, ce qui constitue une profondeur temporelle raisonnable, correspondant à une période d'inventaire d'électrification rurale.

D'autres indicateurs ont été produits, pour reconstituer la dynamique de la demande vue du réseau, il s'agit essentiellement de la reconstitution des puissances foisonnées aux postes qui indiquent l'intensité de la croissance de la demande dont les impacts sont prépondérants dans la planification des réseaux. Enfin, nous avons produit des traitements croisés originaux entre différents indicateurs de réseau ; ces traitements fournissent des distributions empiriques bivariées qui ne sont pas calculées systématiquement par EDF.

Le dernier point est celui de l'évaluation de coûts de renforcement. Ces coûts sont indicatifs, les études de coûts basse tension à un niveau fin ne sont effectuées que pour les besoins de l'inventaire d'électrification rurale, et selon des méthodes simplifiées : on ne peut donc se fier au mieux qu'à des estimations. En effet, un traitement exhaustif est impraticable puisqu'il faudrait étudier tous les bordereaux de travaux du syndicat, ce qui n'a pas été possible.

## **B) La reconstitution des flux de contraintes par communes**

Ce travail consiste en quelque sorte à retracer la trajectoire de tous les départs en contrainte de la période considérée soit entre 1992 et 1996. Etant donné que ce qu'il advient d'un départ n'est pas explicitement instruit dans la GDO, il nous faut reconstituer indirectement les trajectoires de départs en contraintes, d'une année sur l'autre. Une fois cela fait, nous avons recherché des indicateurs pouvant nous permettre de mieux cerner la dynamique des contraintes dans une commune. Enfin, nous avons construit un indicateur d'âge moyen des départs en contrainte, qui donne une idée de la profondeur temporelle des contraintes dans une commune, moyennant quelques hypothèses que nous allons expliciter.

La méthodologie de calcul des flux de contraintes est la même que celle utilisée par P. Haberstisch, (EDF, 1995), pour les besoins du groupe de travail du X<sup>e</sup> Inventaire d'électrification rurale. La principale difficulté avec les données du CRIT-BT provient du fait que les renforcements des départs ne sont pas référencés en tant que tels dans la base ; on ne peut comparer que des stocks de départs en contrainte en  $t+1$  avec les stocks en  $t$ . Il est alors possible de calculer des flux de départs apparus et résorbés d'année en année. On doit garder constamment à l'esprit que ce sont des contraintes calculées : elles correspondent aux hypothèses implicites du module de calcul d'état des réseaux.

Un comptage des références GDO des départs du CRIT selon leur statut (en contrainte ou non), d'une année sur l'autre est effectué pour chaque année. La difficulté provient du fait que l'on ne peut observer que l'état des départs référencés sur deux années consécutives.

Si une référence de départ disparaît, on ne sait pas s'il a été renforcé et s'il porte une autre référence l'année suivante, s'il a été rattaché à un nouveau départ ou bien déposé. On ne peut donc déduire pour chaque commune que des flux de contraintes apparues, et des flux de contraintes résorbées, à partir desquels on calcule le stock courant de départs en contrainte. A chaque fois qu'un départ est renforcé, sa référence GDO change ; il apparaît donc l'année suivante comme un nouveau départ. Par contre si la contrainte disparaît par effacement

spontané d'une partie de la demande (résorption « naturelle » calculée par le modèle), la référence du départ est inchangée : le départ apparaît avec la même référence. L'encart suivant présente la méthode de comptage.

#### **Encart 10 : la méthode d'estimation des flux de contrainte**

Plus formellement considérons les termes du calcul pour chaque année, de  $t$  à  $t+5$  (soit de 1992 à 1996) on a :

$S_t$  = le stock de départs en contrainte courant,

$A_{t+1,t}$  = nombre de départs en contrainte apparus entre  $t+1$  et  $t$

$R_{t+1,t}$  = nombre de départs en contraintes résorbés entre  $t+1$  et  $t$  (c'est-à-dire dont on retrouve la référence en  $t+1$  et en  $t$ , mais qui passent de l'état en contrainte, à l'état non contraint).

$D_{t+1,t}$  = nombre de nouveaux départs non contraints apparus entre  $t+1$  et  $t$ . Il s'agit en fait de départs nouveaux formés à la suite d'interventions dont on ne peut connaître la nature exacte<sup>161</sup>.

A ce niveau il n'est donc pas possible, sans investigations supplémentaires<sup>162</sup>, de discriminer les travaux de renforcement effectués pour résorber les contraintes et les nouveaux départs créés par travaux d'extension. Par construction on a :

$$S_{t+1} = S_t + A_{t+1,t} + D_{t+1,t} - R_{t+1,t} \quad (1)$$

Le terme  $D_{t+1,t}$  est un terme résiduel qui apparaît une fois que l'on a identifié les départs apparus et résorbés. Ce terme peut être positif ou négatif.

Le calcul est effectué de la manière suivante :

Connaissant le stock de départs en contrainte qui figure explicitement dans le CRIT-BT, un programme recherche les références des départs (REF\_D2) qui n'apparaissent pas en contrainte en  $t$  mais qui le sont en  $t+1$ . Ceci constitue  $A_{t+1,t}$ , le nombre de départs en contrainte apparus entre  $t+1$  et  $t$ .

Puis le programme<sup>163</sup> recherche les références de départs qui étaient en contrainte en  $t$  mais qui ne le sont plus en  $t+1$ . On a alors  $R_{t+1,t}$ , le flux de résorptions entre  $t+1$  et  $t$ .

On en déduit  $D_{t+1,t}$ , le flux d'apparition de nouveaux départs non contraints.

On vérifie à chaque année que l'équation 1 est vérifiée.

Il est bien clair que l'on ne retrace pas des flux réels de départs renforcés, mais seulement l'impact de ces renforcements vus par BATECA (à partir des modifications des caractéristiques physiques des départs après renforcement).

Cet indicateur prend en compte des contraintes qui se résorbent « naturellement », mais on ne connaît pas d'une part celles qui sont de vraies contraintes (c'est-à-dire qui ne résultent pas d'une erreur de calcul de BATECA), et celles qui sont résorbées par renforcement. Nous savons que les vraies contraintes résorbées naturellement et les départs renforcés sont « inclus » dans notre indicateur global.

<sup>161</sup> Les modifications des réseaux ruraux vont vers un rapprochement des postes de distribution des clients, on a donc à la fois des constructions de réseaux nouveaux, avec de nouveaux départs, et des interventions qui consistent à modifier la configuration locale par la construction de nouveaux postes, ou un renforcement de ligne, dans tous les cas nous ne pouvons constater que des flux d'apparition et de disparition de départs.

<sup>162</sup> C'est sans doute possible en analysant les postes de rattachement ou encore les clients rattachés aux départs.

<sup>163</sup> Le programme peut être fait dans une application dédiée comme SAS, SPSS ou bien sous la forme d'une macro Excel. La seconde solution est celle que nous avons retenus.

Concernant le suivi des flux de contraintes nous avons le choix entre plusieurs indicateurs évolutifs, à savoir :

- \* le *flux moyen de départs en contrainte apparus* (sur 4 ans) ;
- \* le flux cumulé de contraintes apparues sur 4 ans ;
- \* le flux net de contraintes apparues, après déduction des départs résorbés ;

Ces mêmes indicateurs peuvent être exprimés en taux annuels, relativement au nombre de départs BT de la commune.

### **C) Définitions des indicateurs de trajectoire des départs et d'âge des contraintes BT**

Comme nous ne disposons que de 5 années nous ne savons pas quel était l'état des départs en contrainte *avant* 1992, ni ce qu'il advient des contraintes *après* 1996. Nous devons, faute de mieux, admettre que l'état de ces départs est inconnu. De plus, il faut rappeler que nos fichiers CRIT-BT sont le résultat de calculs BATECA ; après 1997, ces fichiers ont été remplacés par leurs versions CRIT-BAGHEERA ; il paraît probable que ces derniers diffèrent fortement par leur contenu de leurs prédécesseurs<sup>164</sup>, notamment la distribution des contraintes et de leur niveau.

L'étude des flux de contrainte ne peut porter que sur quatre années et non cinq. On ne peut retracer les apparitions et résorptions de contraintes qu'à partir de 1993 et ceci, jusqu'en 1996. Ainsi, comme nous ignorons combien de départs sont réellement apparus en 1992, nous ne pouvons utiliser que le « stock observable » de 1992 comme point de départ. De même, tous nos indicateurs d'âge et de durée des contraintes ne sont valables que dans notre période de référence, soit 1992-1996. Il s'agit donc de moyennes sur ces cinq années.

La procédure que nous avons utilisée pour étudier les trajectoires de départs en contrainte entre 1992 et 1993 se compose des étapes suivantes :

1. extraire des cinq fichiers CRIT-BT tous les départs en contrainte (nous avons retenu l'ancien critère de  $du/u \geq 11\%$ ) *au moins* une année sur les cinq années disponibles.
2. trier les départs par référence de départ croissante après avoir créé une variable « année de contrainte », soit  $t=1 \dots 5$  ; avec l'année 1 pour 1992 jusqu'à 5 pour 1996.

---

<sup>164</sup> Une hypothèse intéressante à valider ultérieurement avec EDF. Selon des communications personnelles d'agents techniques du centre Mayenne, des différences notables sont effectivement survenues.

3. pour chaque année et chaque départ, créer une variable binaire, « état du départ », elle vaut 1 si le départ est en contrainte cette année là, zéro sinon. Cette variable sert à créer d'autres variables de durée des contraintes.
4. sommer pour chaque départ, le nombre d'années de contrainte, on obtient un « nombre d'années-contraintes » par départ.
5. sommer pour toutes les communes le nombre d'années-contrainte, on obtient un « nombre d'années-contraintes » par commune.
6. diviser le nombre « d'années-contraintes par commune » par la somme du *nombre de départs en contrainte par commune de l'année de référence, 1992 et du flux cumulé d'apparitions de contraintes entre 1993 et 1996* : on obtient ainsi le *temps moyen de contrainte de tous les départs en contrainte dans chaque commune*.

Le « nombre d'années-contraintes » doit être égal à la somme du nombre de départs en contrainte sur les cinq années, par construction. On peut aussi diviser le nombre d'années-contraintes par la somme du stock de 1996 et du flux cumulé de résorptions entre 1993 et 1996. En fait les deux indicateurs sont égaux, ils reflètent bien le temps de contrainte moyen.

Nous aurions pu représenter la durée moyenne des contraintes entre 1992 et 1996 relativement au stock initial de 1992, et au stock final de 1996. Cependant, cet indicateur serait biaisé, en effet, en étudiant le nombre de départs en contrainte par année, on peut voir qu'il a tendance à baisser, ce qui indique une amélioration, donc, en divisant par le stock plus faible de 1996, on trouve un temps moyen plus long, ce qui n'est guère le signe d'une amélioration.

Une autre possibilité, est de calculer un *temps de contrainte moyen pondéré par départ*. Cela consiste non pas à compter le nombre d'années de contraintes, mais à faire une somme des départs en contrainte pondérée par l'âge de la contrainte. Le diviseur retenu est le nombre de départs en contrainte au moins un an.

**Encart 11 : Définition d'indicateurs d'âge des contraintes  
pour une étude dynamique des flux de contrainte.**

En reprenant les notations du paragraphe 3.2.1, nous avons :

Pour tout  $t=1 \dots 5$ , on a :

$S_t$ =le stock communal de contraintes par année ;

$A_{t,t-1}$ =le nombre de contraintes apparues entre  $t-1$  et  $t$ , par commune

$R_{t-1,t}$ =le nombre de contraintes résorbées entre  $t-1$  et  $t$ , par commune

Au niveau des départs, on définit la variable d'état (indicatrice de contrainte) du départ  $i$  dans la commune  $j$  à l'année  $t$ , soit :

$D_{ijt} = 1$  si le départ  $i$  de la commune  $j$  est en contrainte l'année  $t$ , zéro sinon.

Le nombre « d'années contraintes par départ »  $D_{ij}$ . s'écrit alors :

$D_{ij} = \sum_t D_{ijt}$ , pour tout départ  $i$

On en déduit le nombre d'années-contraintes par commune en sommant sur les communes, soit :

$D_{.j} = \sum_i \sum_t D_{ijt}$ , pour toute commune  $j$ .

Notons le  $D_j$

On définit alors la durée moyenne des contraintes par commune :

$$\overline{D}_j = \frac{\sum_i \sum_t D_{ijt}}{S_{j0} + \sum_t A_{t,t-1}} \quad \forall j = 1 \dots 250, \forall t = 1 \dots 5 \quad (1)$$

L'équation (1) exprime que la durée moyenne est égale à la somme des années-contraintes par communes que divise le stock initial plus la somme des apparitions entre  $t=2$  et  $t=5$ . On montre aisément que l'on obtient la même valeur si on considère le stock final  $S_{jt}$  plus la somme des résorptions de contraintes.

Le nombre d'années contraintes par commune se déduit immédiatement en sommant le nombre de départs en contraintes dans chaque commune pour toute les années,  $t=1$  à  $t=5$ , soit :  $D_j = \sum_t S_{jt}$

D'où une seconde expression du temps moyen de contrainte :

$$\overline{D}_j = \frac{\sum_t S_{jt}}{S_{j0} + \sum_t A_{t,t-1}} \quad \forall j = 1 \dots 250, \forall t = 1 \dots 5 \quad (2)$$

Une autre possibilité est d'examiner les trajectoires des départs en contrainte de l'année initiale, ou bien de l'année finale et de calculer le même indicateur. On aura ainsi une idée de la durée des contraintes de 1992, ou, symétriquement de l'ancienneté des contraintes vues en 1996.

Ce calcul se fait en recherchant le nombre de départs par communes qui restent en contrainte, 1 an, 2 ans, et ceci jusqu'à cinq ans. On calcule le nombre d'années-contraintes en multipliant chaque durée par le nombre de départs de cette durée :

Soit  $d_{ijt}=1, \dots, 5$ , le nombre d'années de contrainte d'un départ ; en sommant sur les départs on obtient pour chaque commune le nombre de départs d'âge  $t$  :



Soit  $d_{jt} = \sum_i d_{ijt}$ , pour tout  $j$  (communes), et pour tout  $t=1 \dots 5$

Soit  $n_{jt}$  = le nombre de départs d'âge  $t$  de la commune  $j$

La somme suivante donne le nombre total d'années-contraintes des départs de l'année initiale (1992) ou finale (1996) :

$$NC_j = \sum_t d_{jt} * n_{jt}$$

En clair, on somme pour toutes les années le produit du nombre de départs d'âge  $t$ , par l'âge en question.

Enfin, le temps moyen de contrainte se définit simplement ici par :

$$\overline{D'_j} = \frac{NC_j}{S_{jt}} = \frac{\sum_t d_{jt} \times n_{jt}}{S_{jt}} \quad (2) \text{ pour } j = 1 \dots 249 \text{ communes, et } t = 1 \text{ ou } t = 5$$

Cet indicateur amène plusieurs remarques.

Nous avons recherché ici à retracer la durée des contraintes visibles soit à l'année initiale, soit à l'année finale. Il est bien clair que cet indicateur ne prend en compte que les contraintes qui sont visibles soit à la date initiale, soit à la date finale. L'indicateur de durée moyenne définit par l'équation 1 tient compte de toutes les contraintes, alors que l'indicateur définit par l'équation 2 ne prend en compte que les contraintes existantes en  $t=1$  (1992) ou en  $t=5$  (1996).

Il y a une correspondance exacte entre les départs dont la contrainte dure 5 ans, qu'ils soient vus en 1992 ou en 1996, ce sont bien sûr les mêmes départs. Leur contribution au nombre total d'années contraintes sera toujours la même. Les départs en contrainte 5 ans forment le gros de cohortes de départs en contrainte. Noter que ces départs ont au moins 5 ans de contrainte, voir plus, cependant, comme nous ignorons combien d'entre eux sont apparus en 1992, nous ne pouvons savoir quels sont ceux qui sont en contrainte plus de 5 ans. Le second indicateur permet de voir des changements dans la structure des contraintes, leur âge moyen.

#### **D) Les caractéristiques des réseaux électriques dans l'espace mayennais**

Le centre EDF est organisé en agences d'exploitations appuyées et commandées par un siège situé à Laval même. Le centre EDF-GDF services en Mayenne, compte trois agences d'exploitation, soit, du nord au sud du département Mayenne, Laval et Château-Gontier. Les

répartition des catégories de communes par agence sont très contrastées : ainsi, l'agence de Mayenne dessert 70% des clients BT du rural isolé dans le département tandis que celle de Laval dessert 70% des clients des communes périurbaines du département.

Etant donné que le nombre de postes et la quantité de conducteurs sont proportionnels à une puissance de la densité de charge, c'est-à-dire la puissance par unité de surface (de Gouvello, 1994), on comprend aisément que les communes les moins densément peuplées auront plus de quantités d'ouvrages par client desservi. Le nombre d'abonnés, de postes et de départs selon les types de communes respectent donc une certaine proportionnalité qui est le reflet direct des lois de développement des ouvrages ; les communes les plus équipées sont celles du rural isolé, du rural sous influence urbaine et les couronnes périurbaines.

La structure des conducteurs renseigne d'une certaine manière sur l'ancienneté des réseaux électriques : la présence de conducteurs en fils nus est une indication de la présence de réseaux anciens. Les conducteurs en souterrain sont les plus rares, leur part apparaît marginale sauf dans les pôles urbains et en périurbain où elle avoisine 10%, et monte à 12% pour les communes de l'agence de Laval. Un habitat plus dense utilise plus de conducteurs souterrains.

La variabilité de la composition des types de conducteurs dans les communes périurbaines est importante : 2% de souterrain sur Château-Gontier, 4% sur Mayenne, 12% sur Laval ; 75,5% de fil nu sur Château-Gontier, seulement 54,6% sur Laval et 63% sur Mayenne ; le torsadé à 33% sur Laval et Mayenne, et 22% sur Château-Gontier. Pour un même type de commune les structures des réseaux varient de manière importante, premier signe d'une diversité de trajectoires du développement des réseaux BT.

L'analyse d'indicateurs de densité sur les réseaux électriques renseigne de manière plus pertinente sur leur structure. Considérons le rural isolé, les agences de Mayenne et Château-Gontier ont une quantité de conducteurs par abonnés identiques (87 m/client), mais, dans l'agence de Mayenne les départs BT sont plus denses (8 clients/départ), mais aussi plus longs qu'à Château-Gontier (677 m/départ, contre 570m/départ). La variabilité des quantités de lignes par client entre les catégories de communes est importante, tant entre les catégories qu'entre les agences : dans les couronnes périurbaines de Château-Gontier on retrouve la même longueur de lignes par abonnés que dans le rural isolé de Laval (qui est de plus le moins dense en terme de réseau), soit 102 m/client. Si l'on néglige les agences, les indicateurs

tendent à se rapprocher pour l'espace rural (rural sous influence urbaine, périphéries de pôles ruraux, rural isolé). Des régularités apparaissent cependant :

Dans l'agence de Château-Gontier, les ordres de grandeurs entre catégories de communes ont un profil atypique de 638 m/ départ en périurbain à 570 m/départ en rural isolé, et ceci de manière régulière entre les catégories de communes. Il en va de même pour la longueur de lignes par poste, cet effet étant dû à un nombre moyen de départs par poste relativement constant entre catégories de communes, d'où ce constat que les zones les moins denses ont des réseaux plus denses.

Si l'on considère les catégories de communes seulement (sans croisement avec les agences), les réseaux apparaissent de moins en moins denses au fur et à mesure que l'on descend vers le rural isolé, globalement on retrouve la tendance bien connue selon laquelle les quantités d'ouvrages croissent fortement en raison inverse de la densité (Colombier, 1992). Le cas de l'agence de Château-Gontier montre cependant que cette tendance se manifeste avec une variabilité géographique importante.

La seconde dimension importante de l'étude des réseaux électriques est la répartition de la charge appelée et la dynamique des contraintes de tension. Sur l'ensemble du département on notera que les taux de croissance de la charge communale entre 1992 et 1996 sont du même ordre de grandeur sur les différentes catégories de communes. Cependant, cette croissance est un peu plus forte sur l'agence de Château-Gontier que sur les agences de Laval et Mayenne. La charge croît le plus sur les couronnes périurbaines, le rural sous influence urbaine et les périphéries de pôles ruraux. Les taux de croissance ne semblent pas liés aux mouvements d'abonnés si l'on considère la variation relative du nombre d'abonnés entre 1992 et 1996. Les catégories d'espaces sur lesquelles les charges croissent le plus ne sont pas celles qui voient leur nombre de clients croître (cas des périphéries de pôles ruraux de l'agence de Château-Gontier, +3,9% de croissance de la charge pour une décroissance de -0,2% du nombre d'abonnés).





## **Annexe 5 : la construction du zonage statistique de la Mayenne**

### **1) La méthodologie générale de l'analyse locale**

L'analyse locale (Benali et Escofier, 1990) consiste en une analyse en composantes principales lissée jusqu'à l'ordre trois de contiguïté. Cet ordre de contiguïté fournit un bon compromis spatial sur le maillage communal de la France (Hilal, 1996a). Le maillage est très homogène sur le département de la Mayenne car les communes sont de taille semblables, ce qui nous permet d'utiliser la distance de contiguïté d'ordre trois sans introduire un biais dû à l'hétérogénéité de la taille des communes.

Le lissage spatial s'assimile à une moyenne mobile spatiale pondérée par l'inverse de l'ordre de contiguïté ; nous obtenons donc des données synthétiques représentatives des tendances locales jusqu'au troisième voisin de chaque commune. Un point délicat demeure toutefois : il s'agit des effets de rupture induits par les communes manquantes, soit à l'intérieur du département, soit sur son pourtour. En l'absence de méthodes de traitement satisfaisantes de ce problème, nous ne pouvons qu'en assumer les conséquences : il est possible que le zonage final soit influencé par la présence des communes manquantes d'autant plus que nous lissions jusqu'à l'ordre trois.

La typologie finale n'est pas effectuée sous contrainte de contiguïté : nous verrons que cela n'affecte en rien l'obtention de zones compactes constituées de communes contiguës. La classification sous contrainte de contiguïté préconisée dans Hilal et Desbois (1996) n'est donc pas indispensable dans notre exercice.

### **2) L'analyse en composantes principales lissée**

Les données initiales sont lissées en raison inverse de l'ordre de contiguïté jusqu'à l'ordre trois. Les données lissées sont comparées aux données brutes.

#### **2.1) Les résultats de l'ACP lissée**

La matrice des variables lissées subit une décomposition aux valeurs singulières, autrement dit, une diagonalisation de la matrice des corrélations qui permet de décomposer celles-ci dans un système d'axes orthogonaux qui maximisent la somme des carrés des corrélations projetées (Saporta, 1990).

### 2.1.1) La décomposition de l'inertie projetée sur le système d'axes

Le tableau suivant résume la décomposition de l'inertie du tableau de données projeté dans le système d'axes factoriels. En ACP, l'inertie totale est égale au nombre de variables actives en puisque la somme des valeurs propres est égale à la trace de la matrice diagonalisée<sup>165</sup>.

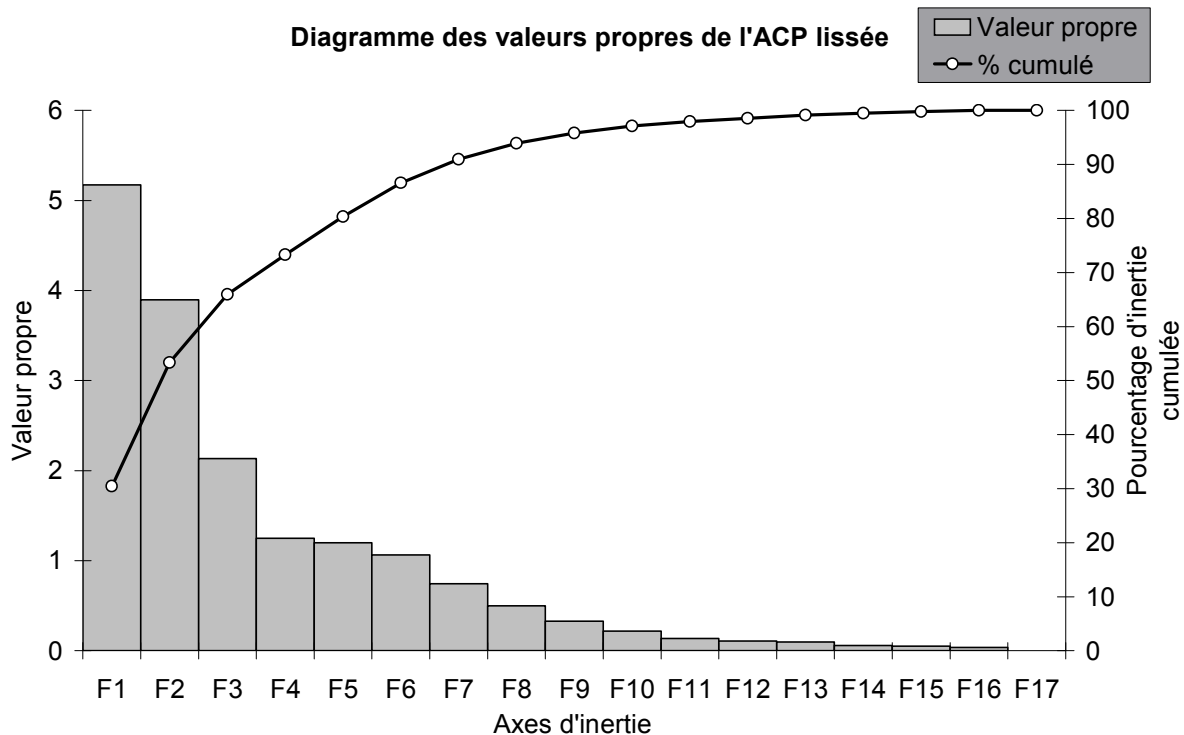
**Décomposition de l'inertie de l'ACP**

Axe d'inertie	Valeur propre	% d'inertie	% cumulé
F1	5,2	30,4	30,4
F2	3,9	22,9	53,4
F3	2,1	12,6	65,9
F4	1,2	7,3	73,3
F5	1,2	7,1	80,3
F6	1,1	6,3	86,6
F7	0,7	4,4	91,0
F8	0,5	2,9	93,9
F9	0,3	1,9	95,8
F10	0,2	1,3	97,1
F11	0,1	0,8	97,9
F12	0,1	0,6	98,6
F13	0,1	0,6	99,1
F14	0,1	0,3	99,5
F15	0,1	0,3	99,8
F16	0,0	0,2	100,0
F17	0,0	0,0	100,0

Chacun des six premiers axes apporte une inertie égale ou supérieure à 1,0 : ceci signifie que ces axes représentent au moins une variable individuelle mais beaucoup plus pour les deux premiers axes, respectivement 5,2 et 3,9. L'inertie cumulée sur les deux premiers axes est supérieure à 50 %, le tableau de données est donc moyennement dispersé ; les six premiers axes concentrent 86,6 % de l'inertie du nuage ce qui constitue une explication quasi-complète du tableau de données. Le graphique suivant reproduit le tableau précédent.

---

<sup>165</sup> La matrice de corrélation dont la diagonale principale est composée de valeurs strictement égales à 1,0



La sélection des axes retenus est plutôt guidée par des critères empiriques :

- ne retenir que les axes que l'on arrive à interpréter (critère de Benzécri) ;
- ne retenir que les axes ayant une inertie supérieure ou égale à un ;
- ou bien repérer un coude visuellement dans le diagramme des valeurs propres (critère de Cattell).

Sur le graphique, nous voyons que le dernier critère conduirait à ne retenir que les deux premiers axes, éventuellement le troisième, de plus, l'inspection de l'histogramme permet de constater que les valeurs propres 4, 5 et 6 qui sont de l'ordre de 1,0 donc proches admettent un coude à partir du facteur 7.

L'objectif de l'étude intervient aussi dans le choix des axes d'inertie :

- la synthèse des données privilégie la parcimonie en limitant le nombre d'axes ;
- l'explicitation plus précise des données doit considérer un pourcentage élevé d'inertie ;

Nous souhaitons établir une typologie pertinente : on retient donc un nombre d'axes qui cumulent une fraction élevée de l'inertie du nuage. Le seuil d'au moins 80 % de l'inertie du nuage revient à sélectionner les cinq ou six premiers axes. La présence d'un coude entre les



facteurs six et sept, et l'inertie égale à 1 du facteur six nous suggèrent de retenir les six premiers facteurs soit 87 % de l'inertie totale du tableau de données.

### 2.1.2) L'interprétation des axes d'inertie

L'interprétation des axes est facilitée par la projection des points variables initiales sur les six premiers axes d'inertie retenus. Cette étape est aisée en raison de l'interprétation naturelle des coordonnées des points variables sur les axes d'inertie : les projections sur chaque axe sont égales aux corrélations entre les axes factoriels et les variables originales. L'interprétation consiste donc à établir une liste des oppositions et des associations les plus significatives sur chacun des axes ; on sera éventuellement amenés à interpréter des plans.

Nous retenons le seuil de +/- 0,50 pour les corrélations tout en conservant l'option de descendre plus bas si des associations intéressantes surviennent. Le tableau suivant donne les corrélations entre variables initiales et axes factoriels.

**Corrélations entre variables et axes d'inertie sur les six premiers axes**

Variable	AXE 1	AXE 2	AXE 3	AXE 4	AXE 5	AXE 6
Part des clients agricoles	<b>0.83</b>	-0.45	-0.20	-0.01	0.17	0.06
Part des clients ECS+CEI	-0.42	-0.46	<b>0.67</b>	-0.08	-0.21	-0.15
Part des clients CEI	-0.07	-0.34	0.26	-0.39	<b>0.78</b>	0.09
Part des clients ECS	<b>-0.68</b>	-0.02	-0.15	0.01	-0.04	<b>0.59</b>
Part des clients sans ECS ni CEI	<b>-0.64</b>	0.41	0.40	0.23	-0.21	-0.28
Part des clients résidences secondaires	-0.04	<b>0.85</b>	-0.49	-0.04	0.12	0.05
Part des clients professionnels / SP	-0.33	<b>-0.84</b>	-0.15	0.01	-0.21	0.06
Part des exploitations laitières	<b>0.83</b>	0.14	0.42	-0.03	-0.21	0.17
Part des exploitations bovin viande	<b>-0.77</b>	-0.03	-0.36	-0.25	-0.33	0.17
Part des exploitations porcines	0.16	<b>0.71</b>	0.48	-0.27	0.02	-0.08
Part des exploitations avicoles	0.29	0.17	<b>0.59</b>	-0.06	-0.19	<b>0.66</b>
Part des départs BT très longs	<b>0.59</b>	0.42	0.04	-0.25	0.00	-0.03
Flux net de résorption de contraintes entre 1993 et 1996	-0.48	<b>-0.67</b>	0.14	-0.18	0.17	0.06
Part des départs en précontrainte (7 à 11 %)	0.49	0.03	-0.18	<b>0.60</b>	0.13	0.26
Part des départs en contrainte de 11 à 15 %	<b>0.74</b>	-0.45	-0.19	-0.16	-0.24	-0.01
Part des départs en contrainte à plus de 15 %	<b>0.65</b>	<b>-0.61</b>	0.13	0.21	-0.15	-0.15
Taux de croissance de la puissance foisonnée entre 1993 et 1996	-0.41	-0.01	0.36	<b>0.61</b>	0.32	0.04

Le premier axe oppose : part des exploitations laitières (0,83), des clients agricoles (0,83), part de départs en contrainte moyenne (0,74) ou profonde (0,65), part des départs BT très longs (0,59) à la part des élevage bovins (-0,77), des clients ECS seule (-0,68) et des clients sans ECS ni CEI (-0,64).

L'axe 2 associe part des résidences secondaires (0,85) et des élevages porcins (0,71) et leur oppose la part des clients professionnels et services publics (-0,84), le résorption de contraintes (-0,67) et les départs en contrainte profonde (-0,61).

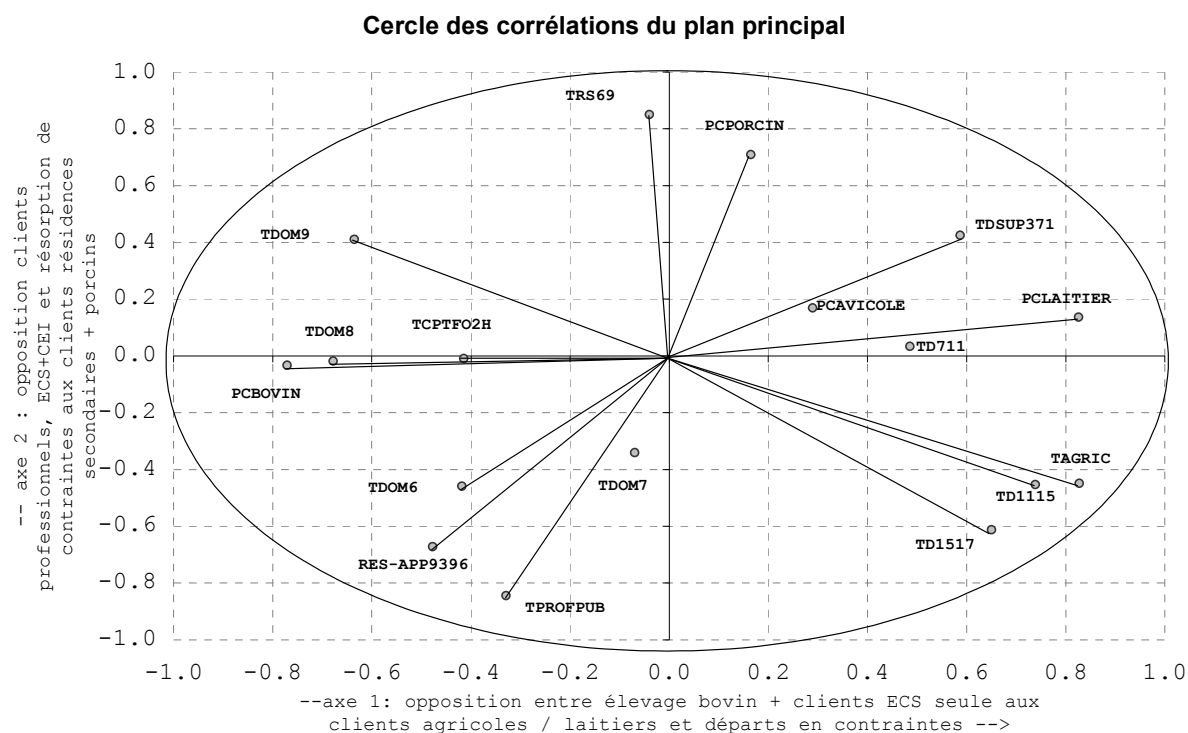
L'axe 3 ne révèle qu'une association entre proportion de clients ECS+CEI (0,67) et part d'élevages avicoles (0,59) ;

L'axe 4 est un axe de réseau associant, part relative des départs en précontrainte (0,60) et croissance de la puissance foisonnée aux postes (0,61) ;

L'axe 5 est un axe spécifique aux clients CEI seul (0,78), les autres corrélations étant nettement plus faibles sur cet axe ;

L'axe 6 associé par des exploitations avicoles (0,66) et part des clients ECS seule (0,59).

L'information de ces six premiers axes d'inertie est riche, toutefois seuls les deux premiers sont porteurs d'oppositions entre groupes de variables. Les quatre axes d'inertie restants ne révèlent que des associations entre quelques variables ; un seul axe ne représente qu'une seule variable. La représentation graphique des deux premiers qui forment le plan principal permet d'enrichir l'interprétation. Les variables les plus représentatives apparaissent sous forme de rayons-vecteurs indiquant la direction des plus grandes valeurs dans le plan.



La figure permet de mieux apprécier les faisceaux de variables intéressantes du plan principal. Plus une variable est étalée le long d'un axe, plus elle contribue à cet axe et plus les points communes ayant de fortes valeurs de la variable considérée seront proches du faisceau. Il convient ensuite de repérer les variables qui sont orthogonales (indépendantes), c'est-à-dire dont les rayons vecteurs à l'origine sont perpendiculaires et enfin les variables en oppositions, c'est-à-dire celles pointant dans des directions opposées mais le long d'un même axe. Parfois, les variables sont proches du cercle des corrélations mais occupent des positions intermédiaires sur chaque axe, ces variables caractérisent des plans.

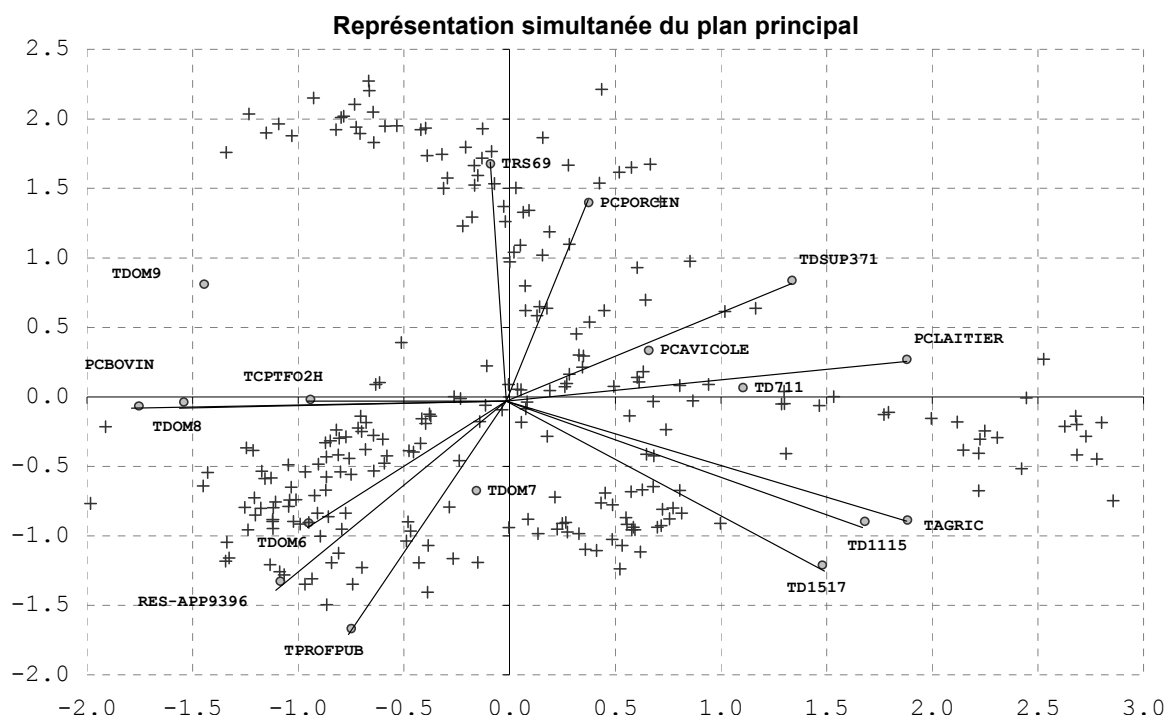
Ainsi, dans le plan principal nous pouvons distinguer :

- 1) les taux de départs en contrainte élevés (TD1115 et TD1517) sont nettement associés à la présence de clients agricoles (TAGRIC) ; ils sont en opposition directe avec le taux de clients domestiques sans ECS ni CEI (TDOM9) ;
- 2) les taux de résidences secondaires élevés (TRS69) sont aussi le signe de taux d'élevages porcins élevés (PCPORCIN) ; en outre, les taux de résidences secondaires (et de porcins) élevés sont orthogonaux aux taux de départs en contraintes élevés (TD1115 et TD1517) ;

- 3) les fortes résorptions de contraintes (RES-APP9396), les clients ECS+CEI (TDOM6) et professionnels et services publics (TPROFPUB) sont clairement opposés aux fortes proportions de départs très longs (TDSUP371), d'élevages porcins (PCPORCIN) et laitiers (PCLAITIER). Ceci confirme le point (1).
- 4) Les clients ECS seuls (TDOM8) et l'élevage bovin (PCBOVIN) sont les variables plus caractérisantes de l'axe 1, elles sont en nette opposition avec l'élevage laitier (PCLAITIER) et les variables du point (1).

Ce graphique très synthétique permet de visualiser les relations entre les variables actives. L'une des plus importantes est la forte présence de clients agricoles dans les communes ayant des taux de départs en contrainte élevés. De même, pour l'association entre rythme de résorption des contraintes et présence de clients ECS+CEI et professionnels / services publics. Ceci signifie que les progrès dans la qualité de fourniture sont associés à l'abondance de clients sensibles : soit professionnels, soit avec chauffage électrique.

La représentation simultanée permet de visualiser l'homogénéité de la répartition du nuage des points individus dans le plan principal.



Sur cette figure, les coordonnées des points variables ont été dilatées de manière à superposer les deux espaces dans le plan des communes<sup>166</sup>. Le nuage des points communes est très asymétrique, on distingue trois, voire quatre amas de points assez bien séparés : le premier dans la direction positive du premier axe, le second dans une position intermédiaire le long de la partie négative de l'axe 2, le troisième est situé symétriquement relativement au second, dans la direction des variables TDOM6, TPROPUB et RES-APP9396, le dernier groupe dans la direction positive de l'axe 2, celle des variables TRS69 et PCPORCIN. Ceci suggère la possibilité de séparer le nuage en au moins trois groupes homogènes. Les communes proches de l'origine et les quelques sites isolés le long de la partie négative de l'axe 1 occupant des positions intermédiaires. Notons que la forme du nuage des communes est plutôt inhabituelle, ce qui est certainement dû à l'opération de lissage spatial.

### 2.1.3) La qualité de représentation des communes

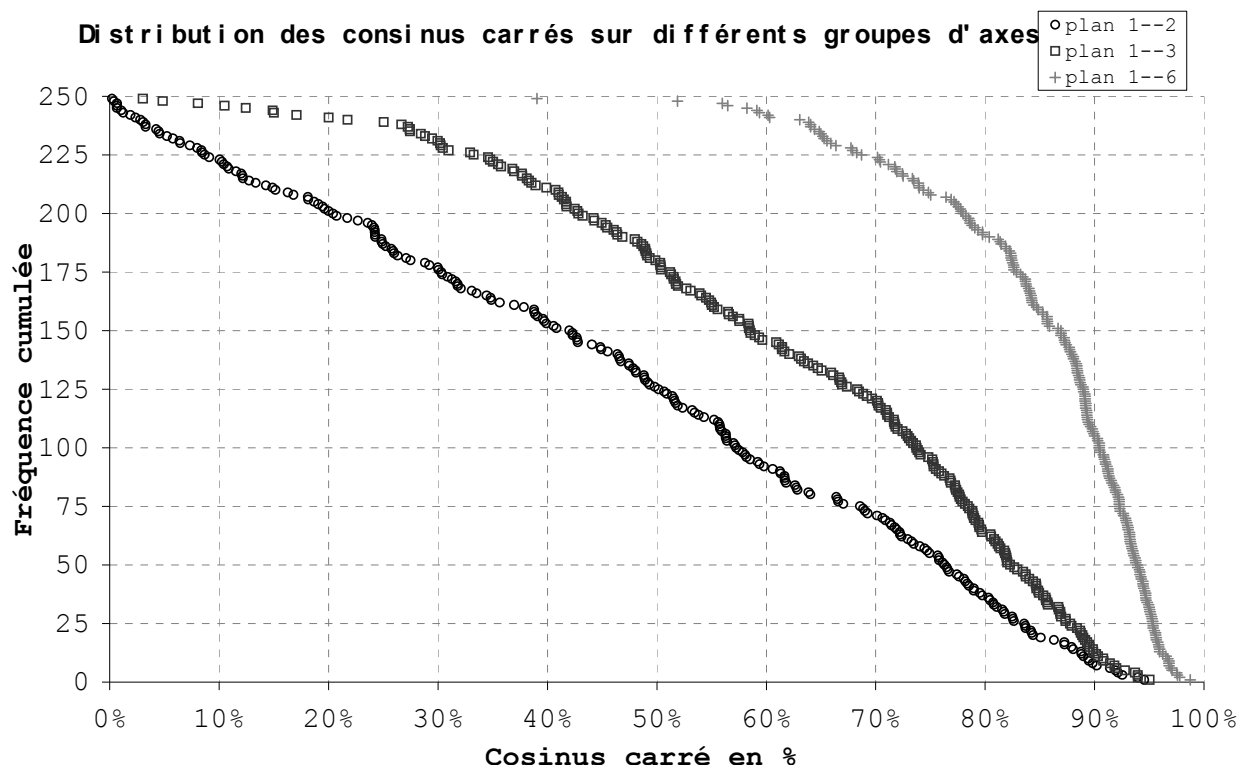
La qualité de représentation des individus doit être examinée dans le but de juger de la stabilité des résultats. Il s'agit dans un premier temps d'évaluer si certains points communes n'influent pas de manière exceptionnelle sur l'ensemble de l'analyse. Pour cela il convient d'examiner les contributions absolues à l'inertie des axes factoriels. On se concentre sur les

<sup>166</sup> Les coordonnées des variables sont multipliées par la racine de la valeur propre associée à chaque axe. Ce type de représentation est appelée biplot (Morineau et Aluja-Banet, 1999).

deux premiers axes car en raison des contraintes d'orthogonalité entre les axes une déformation du nuage sur un axe de rang élevé se propage sur les autres axes.

Les contributions relatives sont définies comme le pourcentage d'inertie d'un axe porté par chaque individu. Plus ces contributions sont élevées, plus les individus contribuent à l'axe considéré. Les contributions absolues des individus aux axes sont comparées à la valeur 1,0 qui est le poids d'une commune sur l'ensemble. On peut estimer qu'une commune a un poids excessif lorsque celui-ci dépasse 10 fois le poids d'une seule commune. L'inspection des contributions des individus aux axes d'inertie de l'ACP lissée montre qu'aucun individu ne dépasse ce niveau pour les trois premiers axes : nous pouvons donc considérer que l'analyse n'est pas déséquilibrée du point de vue des contributions des individus. Toutefois, nous notons la présence de 63 communes contribuant plus qu'une seule commune sur le premier axe, dont 14 pesant plus de 5 communes. Au total, les 22 communes les plus pesantes sur l'axe 1 contribuent pour 50 % de l'inertie de cet axe laissant le restant aux 199 suivantes. Nous estimons cependant ces résultats comme acceptables, d'autant plus que nous ne sommes pas dans un contexte d'échantillonnage mais dans l'étude d'une population : le retrait de communes se justifie moins, puisque l'on risque de changer le sens de l'analyse.

La seconde étape d'analyse de la qualité de représentation consiste en l'examen des cosinus carrés des projections des communes sur chaque axe. Cette quantité s'assimile à un coefficient de détermination puisqu'elle est définie par le rapport de l'inertie projetée (carré de la coordonnée sur un axe) sur la distance à l'origine du nuage (distances au point moyen). Par construction cette quantité est sommable sur les axes si bien que la qualité de représentation cumulée atteint 100 % sur l'ensemble des axes. Par conséquent, plus le nombre d'axes pris en compte est élevé, plus la qualité de représentation des communes augmente. Le graphique suivant représente la fonction de répartition des qualités de représentation sur les axes 1 à 2, puis 1 à 3 et enfin sur les 6 premiers axes que nous avons retenus.



La qualité de représentation des communes dans le plan principal est très uniforme : les points communes sont quasiment répartis sur une droite. Ainsi, le cosinus carré des communes dans le plan 1—2 correspond aux déciles du nombre de communes jusqu'à 50 %, par la suite, elle augmente plus vite que les déciles, ce qui signifie que cet indicateur augmente plus vite que le nombre de communes associé : la distribution est biaisée vers les hautes valeurs. Le cosinus carré s'améliore au fur et à mesure que des axes supplémentaires sont pris en compte. Pour les axes 1 à 3, 175 communes (soit 71 %) ont une qualité de représentation supérieure à 50 %, contre 248 communes pour les axes 1 à 6. La décomposition de la structure de corrélation est donc quasiment complète sur les six premiers axes puisque seulement 10 % des communes ont un cosinus carré inférieur à 70 %.

### 3) Construction des zones homogènes

Munis des coordonnées des communes sur les six premiers axes d'inertie de l'ACP nous réalisons une classification automatique en deux étapes.

- La première étape consiste en une classification hiérarchique ascendante basée sur le critère classique de Ward (Lebart et alii, 1995). Cette étape permet de déterminer le nombre de classes optimal.

- La seconde étape utilise cette fois l'algorithme des nuées dynamiques initialisé sur le nombre optimal de classes de l'étape précédente que nous augmentons ensuite progressivement jusqu'à ce que nous obtenions la partition dont l'inertie interclasse soit plus élevée et que nous croisons avec les représentations cartographiques.

Le choix de la partition finale que nous considérerons comme notre zonage de la demande repose sur plusieurs critères empiriques :

- (1) inertie interclasse maximale (les classes sont les plus différenciées entre elles) ;
- (2) signification des valeurs-test définies ci-dessous ;
- (3) tests numériques d'homogénéité des classes sur les variables actives.

Les détails techniques relatifs aux méthodes de la classification automatique sont rappelées dans l'encart suivant.



### Encart 11 : les méthodes de classification automatique

La notion d'inertie inter et intra classes est capitale en classification. Etant donné une partition en  $k$  groupes d'un nuage de  $n$  points, on définit les centres de gravité des groupes :  $g_1, g_2, \dots, g_k$  et  $I_1, I_2, \dots, I_k$  les inerties égales aux moyennes des carrés des distances au centre de gravité. L'inertie totale du nuage autour de son centre de gravité  $g$  se décompose deux termes :  $I_{\text{totale}} = I_{\text{intraclasse}} + I_{\text{interclasse}}$

où  $I_{\text{intraclasse}} = \sum p_i I_i$  et  $I_{\text{interclasse}} = \sum p_i d^2(g_i, g)$  ;  $p_i$  étant le poids de la classe  $i$ , et  $I_i$  son inertie propre.

Cette décomposition de l'inertie totale du nuage sur les différentes classes permet de définir assez naturellement qu'une bonne partition doit combiner : (1) des classes homogènes, donc une inertie intraclasse faible et, (2) des classes les plus différenciées entre elles, soit une inertie interclasse la plus grande possible. *Déterminer une bonne partition reviendra donc à maximiser l'inertie interclasse.*

A Méthode des centres mobiles

L'algorithme des centres mobiles part de  $k$  centres de classes tirés au hasard parmi les  $n$  individus. Les  $k$  centres de classes définissent une partition de l'espace par le biais des hyperplans médiateurs des centres. En remplaçant les points tirés au hasard par les centres des classes ainsi définies on détermine l'ensemble des points les plus proches des centres jusqu'au critère d'arrêt : l'algorithme converge rapidement vers une solution stable, c'est-à-dire qui minimise l'inertie intraclasse. Cet algorithme connaît plusieurs développements : méthode  $k$ -means qui diffère des centres mobiles par le fait que les centres de classes sont recalculés après l'affectation de chaque point. La méthode des nuées dynamiques est une extension des centres mobiles qui consiste à représenter chaque classe non seulement par son centre de gravité mais aussi par une *nuée* de points appelés le *noyau* de la classe. Une fonction de représentation des points à leur noyau permet de faire fonctionner l'algorithme en deux étapes répétées : affectation, représentation, jusqu'à convergence. La partition finale étant sensible au tirage des noyaux (maxima locaux), on répète la procédure un certain nombre de fois ; noter que l'on appelle *formes fortes* les points qui sont toujours dans la même classe finale au bout des  $s$  passages de l'algorithme. La méthode des nuées dynamiques est celle que nous avons employée.

B Méthode de classification hiérarchique

La classification hiérarchique procède en partant d'un cas d'école : on suppose que chaque individu forme une classe séparée. A chaque itération on compare les distances d'un objet donné à tous les autres : l'objet le plus est agrégé pour en former un autre et ainsi de suite jusqu'à ce que tous les objets à classer soient réunis dans une seule classe. La méthode dite de Ward est la plus utilisée lorsque l'on utilise une distance euclidienne classique.

L'intérêt de l'algorithme hiérarchique provient du fait qu'il fournit une description plus objective du processus d'agrégation : on peut déterminer le nombre de classes à retenir tandis que l'on doit le fournir aux algorithmes de centres mobiles. La détermination du nombre de classes se fait par inspection de l'arbre d'agrégation (appelé dendrogramme). L'inconvénient de cet algorithme est son coût élevé en temps de calcul (de l'ordre de  $n^3$ ).

*D'après Saporta, 1990, p. 246 et suivantes*

Avant d'effectuer la classification il importe de réfléchir aux besoins de normalisation des variables. En effet, si les variables ont des variances différentes, les classes tendront à être représentatives des variables de plus grande variance. Cet aspect est souvent oublié, nous allons voir ci-dessous son importance. Comme nous utilisons des facteurs d'ACP nous devons renormaliser nos variables en les divisant par la racine carrée de la valeur propre associée à chacun des six axes d'inertie retenus. Cette opération permet de conserver l'ensemble des propriétés de l'ACP mais surtout l'importance des axes d'inertie retenue (Saporta, 1990, p. 257).

### 3.1) Classification hiérarchique initiale

La première partition est réalisée par l'algorithme hiérarchique avec agrégation selon le critère de Ward (Saporta, 1990 ; Morineau et al., 1995). L'intérêt de cet algorithme est qu'il fournit une description de l'agrégation qui permet de choisir le nombre de classes de manière plus objective à l'aide de l'arbre d'agrégation (ou dendrogramme). Toutefois, l'optimalité des

partitions n'est pas garantie, c'est pourquoi certains auteurs préconisent des méthodes mixtes alliant une étape hiérarchique suivie de plusieurs dizaines d'étapes de nuées dynamiques<sup>167</sup> (Morineau et al., 1995).

Lors de l'application de l'algorithme hiérarchique, c'est la consultation de l'arbre d'agrégation qui permet de sélectionner le nombre de classes qu'il convient de retenir. La longueur des branches de cet arbre est proportionnelle au degré de dissemblance des éléments des classes consécutives, par conséquent, on recherchera une coupure au niveau de branches suffisamment longues ce qui garanti une plus grande dissimilarité entre les deux partitions où est effectuée la coupure<sup>168</sup>.

L'application de l'algorithme hiérarchique sur les coordonnées des communes sur les six premiers axes de l'ACP lissée avec renormalisation des coordonnées factorielles fait émerger une partition optimale en cinq classes.

### **3.2) Classifications finales par nuées dynamiques**

La méthode des nuées dynamiques est utilisée pour construire des classes plus homogènes. Nous calculons quatre partitions de 4, 5, 6 et 7 classes construites par l'algorithme des nuées dynamiques. Le nombre de répétitions de l'algorithme est fixé à 40, ce qui est raisonnable vu l'effectif de 249 communes. Tout comme pour la classification hiérarchique, les axes factoriels sont pondérés par la racine carrée des valeurs propres associées.

Cette approche de calcul de plusieurs classes constitue ce que l'on qualifie en algorithmique une « heuristique » qui s'impose ici par le fait que l'on doit préciser le nombre de classes, nous voyons donc immédiatement en quoi les deux algorithmes se complètent. La méthode ascendante hiérarchique permet de déterminer objectivement le nombre de classes, tandis que la méthode des nuées dynamiques, plus souple, tend à constituer des classes plus homogènes, ce qui motive la combinaison des deux méthodes dans des algorithmes mixtes.

Le tableau suivant rappelle la composition en nombre de communes par classes de l'ensemble des partitions réalisées, y compris à titre comparatif la classification hiérarchique ascendante.

---

<sup>167</sup> Cette classification mixte répétée permet de repérer des *formes fortes* ou ensemble d'individus *systématiquement classés ensembles*. La stabilité des classes peut aussi être appréciée par l'examen de la volatilité des individus les plus difficiles à classer. Noter que certains auteurs contestent la validité de ces formes fortes (Jambu, 2001).

<sup>168</sup> C'est-à-dire que les classes séparées par une coupure longue sont bien différenciées.

### Composition des partitions testées

Classes	partitions				
	hiérarchique	nuées dynamiques			
1	112	71	71	51	39
2	37	57	27	52	25
3	51	93	66	39	40
4	28	28	38	27	27
5	21	-	47	47	47
6	-	-	-	33	29
7	-	-	-	-	42

Le nombre de communes par catégories varie assez sensiblement entre les différentes partitions sauf pour quelques classes où il semble relativement stable. Encore faudrait-il comparer la répartition géographique et surtout la numérotation des classes qui varie car elle est effectuée par l'algorithme : des communes d'un même ensemble peuvent se voir affecter des étiquettes différentes dans deux partitions séparées. Cette comparaison sera effectuée sur les partitions finales.

### 3.3) Le choix d'une partition finale

La dernière étape consiste à sélectionner une des partitions. La sélection du zonage final procède en deux étapes. La première consiste à évaluer les différentes partitions selon le critère de l'inertie interclasse, ce qui revient à sélectionner la partition qui aura la plus grande inertie interclasse, autrement dit, dont les classes sont les plus différenciées entre elles. Cependant, cela n'est pas suffisant, encore faut-il en effet que les classes soient suffisamment homogènes. Pour cela nous allons définir un indice d'homogénéité statistique que nous calculerons pour chaque partition.

#### 3.3.1) Etape 1 : l'examen des inerties interclasses

L'algorithme d'agrégation fournit la décomposition de l'inertie totale du nuage en ses deux parties intraclasse et interclasse. Dans le cas de la classification hiérarchique, celle-ci se déduit de l'arbre d'agrégation : la somme des indices de niveau est égale à l'inertie totale, la somme des indices jusqu'au niveau de coupure est égale à l'inertie interclasse, l'inertie intraclasse étant le complément.

### Décomposition de l'inertie dans les différentes partitions testées

Partition	inertie totale	inertie intraclasse	inertie interclasse	% d'inertie interclasse
hiérarchique 5 classes	5,98	3,21	2,77	46,3
nuées dynamiques 4 classes	5,98	3,65	2,32	38,9
nuées dynamiques 5 classes	5,98	2,98	3,00	50,2
nuées dynamiques 6 classes	5,98	2,53	3,45	57,7
nuées dynamiques 7 classes	5,98	2,16	3,81	63,8

L'inertie totale est bien sûr constante puisqu'il s'agit du même nuage de communes à classer. En ce qui concerne les nuées dynamiques, l'inertie interclasse augmente avec le nombre de classes, elle varie de 2,32 pour la partition en quatre classes à 3,81 pour la partition en sept classes. La partition hiérarchique elle, est plus différenciée que la partition par nuées dynamiques en quatre classes. A ce stade donc, nous serions amenés à privilégier la partition par nuées dynamiques en sept classes. Cependant, par construction, l'inertie interclasse augmente avec le nombre de classes, jusqu'au cas extrême où elle est maximale lorsque chaque commune forme une classe : l'inertie interclasse est alors égale à l'inertie totale.

### 3.3.2) Etape 2 : l'examen de l'homogénéité des classes

Cet examen vient nuancer l'étape précédente par le biais d'un indice calculé pour chaque classe et pour chaque partition. L'indice d'homogénéité repose sur un calcul de distances des points communes de chaque classe au profil moyen de l'ensemble de la population (Beguin et Pumain, 2000). Comme nos données sont centrées et réduites, l'expression de cet indice est particulièrement simple :

- pour la métrique rectilinéaire :  $IR_k = \sum_{ij} |z_{ij}|_k$
- et la métrique euclidienne :  $IE_k = \sum_{ij} z_{ij}^2_k$

où  $k$  désigne l'indice des classes de chaque partition et  $z_{ij}$  les valeurs des points communes pour l'ensemble des communes et toutes les variables. En raison de la standardisation, toutes les variables ayant un écart-type de 1, nous pouvons sommer sur toutes les variables.

Comme la partition de référence est celle de la classification hiérarchique en cinq classes, nous négligeons la partition en quatre classes. Les valeurs des indices dans chaque métrique sont données dans le tableau suivant.

### Comparaison des indices d'homogénéité des différentes partitions

Partition	hiérarchique 5 classes		nuées dynamiques 5 classes		nuées dynamiques 6 classes		nuées dynamiques 7 classes	
	IR	IE	IR	IE	IR	IE	IR	IE
classe 1	1,81	0,76	2,62	1,84	3,04	2,32	4,02	3,60
classe 2	3,96	4,33	4,36	6,11	3,34	2,32	4,65	6,47
classe 3	3,42	2,83	2,86	2,11	4,04	3,70	3,46	2,73
classe 4	5,13	5,19	4,32	4,10	4,36	6,11	5,27	5,60
classe 5	5,15	7,49	3,30	3,39	3,30	3,39	3,30	3,39
classe 6	-	-	-	-	4,73	4,69	4,21	4,48
classe 7	-	-	-	-	-	-	3,00	2,42
moyenne	3,12	2,78	3,26	3,01	3,68	3,46	3,84	3,83

La moyenne des indices d'homogénéité dans chaque métrique est pondérée par l'effectif des classes, ce qui est plus pertinent qu'une simple moyenne arithmétique.

La comparaison de l'indice moyen dans chaque partition montre que l'hétérogénéité augmente avec le nombre de classes. Les plus petits indices sont ceux de la partition hiérarchique en cinq classes, autrement dit la partition de référence. Enfin, la hiérarchie entre les partitions est la même pour les deux indices.

Nous retenons donc la partition hiérarchique comme zonage de la demande en Mayenne : c'est celle dont les classes sont les plus homogènes.

Les profils entre partitions ne sont pas tout à fait comparables puisqu'il n'y a pas de correspondance exacte entre les différentes classes. On notera toutefois que les indices augmentent avec le nombre de classes. En outre, c'est la classe n°1 de la partition hiérarchique qui est la plus homogène avec les plus faibles indices de toutes les partitions, cette classe qui a le plus grand effectif (112 communes) fait pencher le verdict en raison de sa grande homogénéité. Le croisement des deux partitions en cinq classes montre qu'elles diffèrent assez peu comme on pourra le constater dans le tableau suivant.

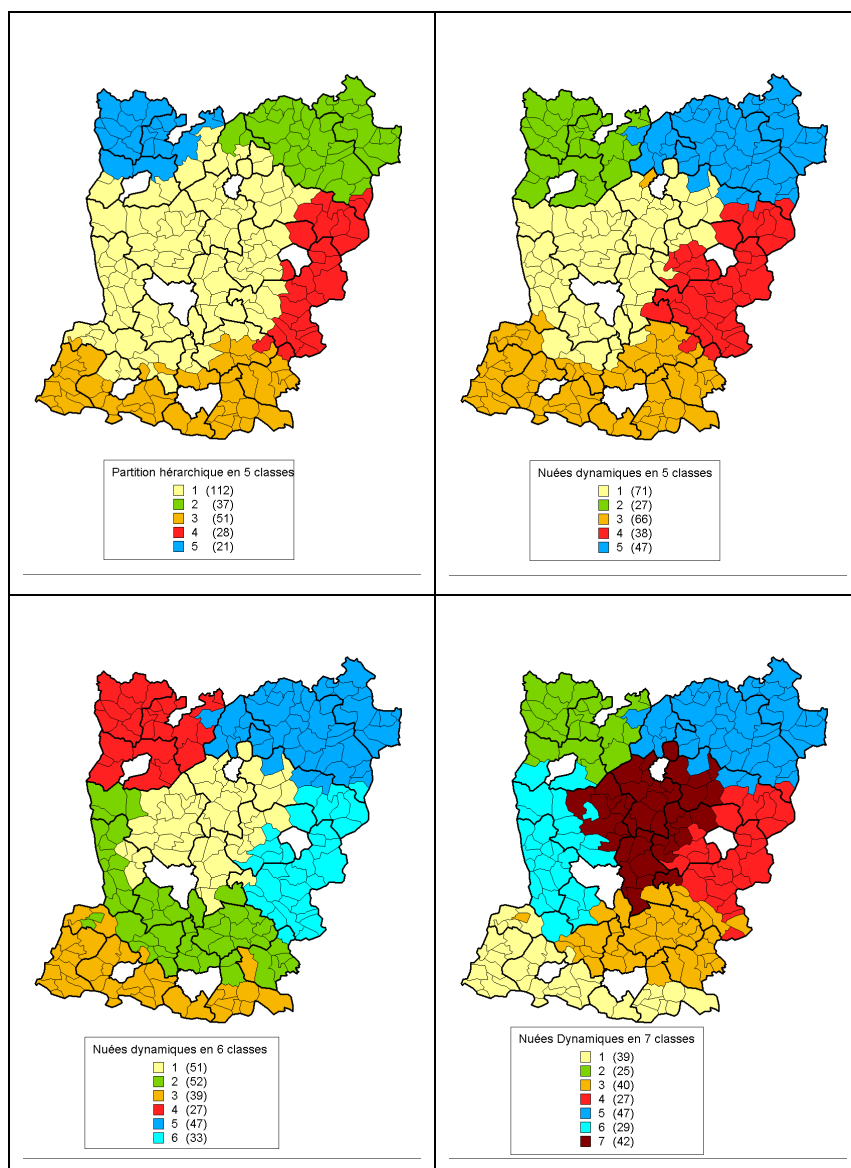
### Croisement des partitions en 5 classes

	nombre de classes	Nuées dynamiques					Total
		1	2	3	4	5	
classification hiérarchique	1	72	6	14	12	8	112
	2					37	37
	3			51			51
	4				26	2	28
	5			21			21
	Total	72	27	65	38	47	249

La différence entre les deux partitions apparaît clairement : il y a une correspondance exacte des classes 2, 3 et 5 (ce sont des formes fortes de la classification), la classe 4 est identique à deux communes près. C'est donc la classe 1 qui différencie les partitions : pas moins de 40 communes sont réaffectées de la partition hiérarchique dans les quatre autres classes de la partition par nuées dynamiques. Cette fragmentation se renforce plus encore sur les autres partitions, seules les classes 2 et 5 sont identiques sur toutes les partitions.

Ceci nous permet de conclure sur le choix de la partition finale par deux remarques. Premièrement, il n'était pas évident que la classification hiérarchique donne la partition la plus homogène ; deuxièmement, les méthodes d'agrégation produisent des partitions dont le nombre d'éléments en commun est limité, ce qui justifie l'emploi d'indices d'homogénéité, même si finalement l'inertie interclasse de la partition finale n'est pas la plus élevée, celle-ci contient une classe d'une remarquable homogénéité (la classe n°1).

Un dernier critère de sélection d'une grande simplicité demeure : la comparaison géographique des classes. Il s'agit donc de visualiser les cartes des différentes partitions pour retenir celle qui offre le plus de régularité spatiale. Les quatre cartes suivantes permettent de suivre les modifications des partitions et de les comparer à la partition hiérarchique de référence.



On remarque immédiatement la plus grande régularité de la partition hiérarchique : elle présente des blocs d'un seul tenant qui sont bien délimités ; elle ne semble pas trop affectée par les effets de bords induits par les limites départementales ou les enclaves créées par les communes en régime urbain. Les deux partitions en cinq classe diffèrent peu ; on peut voir immédiatement que la différence provient pour l'essentiel d'une classe 1 plus réduite. En définitive, les éléments de la classe n°1 de la partition hiérarchique se trouvent affectés aux classes limitrophes dans la partition par nuées dynamiques. Pour les autres partitions, on observe un morcellement croissant avec en outre des effets de bord plus importants du fait des vides laissés par les communes urbaines : une partie des zones semble donc constituée par la présence de ces enclaves, ce qui est peu satisfaisant. La régularité géographique vient donc valider l'homogénéité statistique, nous retenons donc la partition hiérarchique en cinq classes.

### 3.4) Explicitation des classes

Le choix du zonage final effectué, il convient de l'expliciter afin d'en comprendre la logique interne. L'interprétation du zonage final est réalisée en deux étapes. La première consiste à examiner le profil des *valeurs-test* des classes de la partition, ce qui permet de trier commodément les variables plus caractéristiques de chaque classe tout en comparant les classes. La seconde repose sur l'analyse des profils statistiques en pourcentage sur certaines variables d'intérêt. C'est le cas par exemple de la structure de la clientèle et du réseau électrique. L'explicitation finale du zonage permettra d'envisager la préconisation de modèles d'action sur des catégories de clientèles et de réseaux plus pertinentes dans les zones propices à la MDE.

#### 3.4.1) Analyse du profil des valeurs test

Les valeurs-test introduites par Lebart et alii (1995) sont une aide à l'interprétation des typologies basées sur des fondements statistiques. En effet, les valeurs-test s'assimilent à un test statistique de la distribution des valeurs d'une variable donnée en référence à l'hypothèse de tirage aléatoire avec remise. En d'autres termes, il s'agit de quantifier dans quelle mesure les valeurs d'une variable diffèrent ou non d'une distribution aléatoire indépendante et quelles sont les valeurs les plus caractérisantes. Pour chaque classe, cela revient à tester si les valeurs observées diffèrent significativement ou non des valeurs moyennes, sous l'hypothèse de tirage sans remise.

La valeur-test pour une variable est donc définie par la formule suivante :

$$t_k = \frac{\bar{X}_k - \bar{X}}{\sqrt{\frac{n - n_k}{n - 1} \times \frac{s^2}{n_k}}}$$

où  $\bar{X}_k$  et  $\bar{X}$  désignent respectivement la moyenne dans la classe et la moyenne générale,  $n$  l'effectif total des individus,  $n_k$  celui de la classe  $k$  et  $s^2$ , la variance calculée sur l'ensemble de la population. Formellement, cette expression s'apparente à un test de Student classique dans un contexte de tirage aléatoire sans remise : une fois la classe d'une commune connue, elle ne peut être changée. C'est ce que traduit le dénominateur qui donne l'expression de l'écart-type d'une moyenne du tirage sans remise de  $k$  éléments parmi  $n$ . La valeur-test suit donc asymptotiquement une loi de Laplace-Gauss qui évalue la distance de la moyenne intraclasse



à la moyenne globale en nombre d'écart-type intraclasse. Cela signifie qu'une variable est caractéristique d'une classe lorsque la valeur-test dépasse en valeur absolue 1,96 pour un seuil classique de 5 %, que nous arrondirons à 2,00 par commodité.

Nous avons donc calculé les valeur-test pour les classes de la partition finale en cinq classes. Les valeurs significatives sont accentuées (italique pour les valeurs inférieures à la moyenne, gras pour les supérieures). Les valeurs non significatives sont omises pour la clarté de lecture des résultats.

#### Valeurs-test des variables actives

Variables	Profil des valeurs test par classe				
	Classe 1	Classe 2	Classe 3	Classe 4	Classe 5
Part des clients agricoles	-2.06	-3.94	<b>2.08</b>	ns	<b>6.82</b>
Part des clients ECS+CEI	<b>6.66</b>	-3.12	ns	-3.17	-3.19
Part des clients CEI	ns	ns	ns	ns	ns
Part des clients ECS	ns	ns	ns	<b>2.49</b>	-2.90
Part des clients sans ECS ni CEI	ns	<b>3.34</b>	ns	ns	-4.84
Part des clients résidences secondaires	-6.51	<b>7.05</b>	-2.57	<b>4.70</b>	ns
Part des clients professionnels / SP	ns	-3.03	<b>2.37</b>	ns	ns
Part des exploitations laitières	ns	ns	ns	ns	<b>3.73</b>
Part des exploitations bovin viande	ns	ns	ns	<b>7.01</b>	-6.93
Part des exploitations porcines	ns	<b>2.33</b>	-3.64	ns	ns
Part des exploitations avicoles	ns	ns	ns	ns	ns
Part des départs BT très longs*	ns	-5.20	<b>3.84</b>	<b>3.68</b>	-2.06
Flux net de résorption de contraintes entre 1993 et 1996**	<b>2.22</b>	-3.23	ns	ns	ns
Part des départs en précontrainte (7 à 11 %)	ns	ns	ns	ns	ns
Part des départs en contrainte de 11 à 15 %	ns	-3.06	ns	ns	ns
Part des départs en contrainte à plus de 15 %	ns	-3.12	<b>2.09</b>	-2.64	<b>2.27</b>
Taux de croissance de la puissance foisonnée entre 1993 et 1996	ns	ns	ns	ns	-2.20

ns : non significatif

L'examen des valeurs-test des variables actives permet de caractériser les classes selon les oppositions des valeurs-test significatives :

### Caractérisation des classes par les variables actives

Classe	Variable inférieures à la moyenne	Variable supérieures à la moyenne
1	Clients agricoles Clients résidences secondaires	Clients ECS+CEI Flux de résorption net de contraintes BT
2	Clients agricoles Clients ECS+CEI Clients professionnels et SP Part de départs BT très longs Flux de résorption net de contraintes BT Part de départs BT en contrainte	Clients sans ECS ni CEI Clients résidences secondaires Part d'exploitations porcines
3	Clients résidences secondaires Part d'exploitations porcines	Clients agricoles Clients professionnels et SP Part des départs BT très longs Part des départs en contrainte (> 15 % ou plus)
4	Clients ECS+CEI Part des départs en contrainte (> 15 %)	Clients ECS Clients résidences secondaires Part des exploitations de bovins viande Part des départs BT très longs
5	Clients ECS+CEI Clients ECS Clients sans ECS ni CEI Part des exploitations de bovins viande Part des départs BT très longs Taux de croissance des puissances foisonnées	Clients agricoles Part des exploitations laitières Part des contraintes profondes (15 % ou plus)

On remarquera que certaines classes ont des profils statistiques bien plus riches que d'autres. Nous proposons la description suivantes des classes de cette partition :

**Classe 1 :** c'est une classe de communes à forte pénétration du chauffage électrique pour lesquelles un effort de remise à niveau des réseaux est sensible ;

**Classe 2 :** cette classe se caractérise avant tout par une très forte implantation de résidences secondaires et d'exploitations porcines. On y trouve peu de clients en chauffage électrique et de manière plus surprenante agricoles ; les contrats simples tarifs y sont plus abondants que dans la moyenne ;

**Classe 3 :** cette zone comprend peu de résidences secondaires et d'exploitations porcines mais toutefois une proportion importante de clients agricoles ; les départs BT très longs sont plus abondants dans les communes de cette zone ; la part des contraintes profondes y est significativement plus élevée que la moyenne ;

**Classe 4 :** cette classe est similaire à la classe 2 en ce qui concerne la forte présence de clients résidences secondaires, dont la dominante agricole bovine est plus marquée et dont les réseaux sont très longs, curieusement on trouve une plus grande abondance de clients ECS seule ;

**Classe 5 :** c'est une classe de communes à la clientèle agricole importante notamment dans le laitier et qui compte de nombreux départs en contrainte profonde.

Pour une caractérisation plus complète de notre zonage nous avons besoin d'une interprétation externe, c'est-à-dire de valeurs-test de variables illustratives, c'est-à-dire qui n'ont pas servi au calcul des classes. Nous présentons donc un jeu de tableaux de valeurs-test de variables supplémentaires pour les trois thèmes clientèle EDF, agriculture et réseau. Le calcul de valeurs-test sur des variables actives n'a pas valeur de test statistique mais plutôt d'heuristique, en effet, l'indépendance entre variables actives et valeurs-test n'est pas réalisée. Seules des variables supplémentaires, c'est-à-dire externes au calcul des axes factoriels, respectent l'hypothèse d'indépendance.

#### Valeurs-test des données clientèle supplémentaires

Variables	Classe 1	Classe 2	Classe 3	Classe 4	Classe 5
Nombre total de clients BT	<b>2,1</b>	ns	-2,4	ns	ns
Nombre de clients agricoles	ns	-2,3	ns	-2,2	<b>6,2</b>
Nombre de clients ECS+CEI	<b>3,2</b>	ns	-2,0	-2,0	ns
Nombre de clients CEI seul	ns	ns	ns	ns	ns
Nombre de clients ECS seule	ns	ns	-2,3	ns	ns
Nombre de clients sans ECS ni CEI	<b>2,3</b>	ns	-2,0	ns	ns
Nombre de clients résidence secondaire	-3,0	<b>6,2</b>	-3,8	ns	ns
Nombre de clients professionnels et services publics	ns	ns	ns	ns	ns
Nombre de clients résidence secondaire <i>hors Mayenne</i>	-5,4	<b>7,9</b>	-2,3	<b>2,8</b>	ns
Part de résidences secondaires <i>hors Mayenne</i>	-7,6	<b>8,3</b>	ns	<b>5,0</b>	ns
Consommation communale totale en MWh	<b>2,8</b>	ns	ns	-2,1	ns
Consommation en kWh par client agricole	<b>2,5</b>	-4,8	<b>3,3</b>	ns	ns
Consommation en kWh par client ECS+CEI	ns	ns	ns	<b>2,4</b>	ns
Consommation en kWh par client CEI	ns	ns	ns	ns	ns
Consommation en kWh par client ECS	ns	ns	ns	ns	ns
Consommation en kWh par client sans ECS ni CEI	ns	ns	<b>6,3</b>	ns	-3,7
Consommation en kWh par client résidence secondaire	<b>2,1</b>	ns	ns	ns	ns
Consommation en kWh par client professionnel ou service public	<b>2,4</b>	ns	-2,7	ns	ns

ns : non significatif (soit inférieur à 2,0 en valeur absolue)

Rappelons que si une variables n'admet pas de différence significative sur l'ensemble des classes, c'est que sa distribution peut être considérée comme uniforme sur l'ensemble du territoire. Les clients CEI seul et professionnels/services publics ainsi que les consommations unitaires par clients CEI seul et ECS seule sont dans ce cas.

**Classe 1 :** un nombre moyen de clients BT plus élevé que la moyenne. On a un excès de clients ECS+CEI mais aussi sans ECS ni CEI, c'est l'inverse pour les résidences secondaires ; il n'y a pas de différence significative concernant les clients agricoles. Il y a par contre un très net sous représentation des clients résidence secondaire hors Mayenne tant en niveau qu'en taux. Les consommations communales sont en moyenne plus élevées de même que les consommations unitaires des clients agricoles, résidences secondaires<sup>169</sup> et professionnels.

**Classe 2 :** déficit de clients agricoles et excès très significatif de clients résidences secondaires, surtout hors Mayenne, par contre la consommation unitaire par client agricole est très en dessous de la moyenne départementale : *cette classe comprend donc des exploitations de plus petite taille et de nombreuses résidences secondaires.*

Classe 3 : l'effectif moyen des clients BT est significativement plus faible dans cette classe ; de même pour les clients ECS+CEI, ECS seule, sans ECS ni CEI et résidences secondaires ; on a un déficit de résidence secondaires hors Mayenne significatif mais une consommation moyenne par client plus élevée que la moyenne départementale ; la consommation par client sans ECS ni CEI est très significativement supérieure à la moyenne départementale ; *c'est une classe d'effectifs de clients BT plus réduits mais dont certaines consommations unitaires sont plus élevées que dans le département.*

**Classe 4 :** déficit de clients agricoles et ECS+CEI, excès de résidences secondaires hors Mayenne en niveau et en taux ; consommations moyennes par client inférieures à la moyenne départementale et consommation par client ECS+CEI supérieure. *Cette classe comprend de nombreuses résidences secondaires qui compense un déficit de clients agricoles mais aussi des clients ECS+CEI gros consommateurs.*

**Classe 5 :** cette classe ne se distingue que par l'excès très significatif des clients agricoles.

Le profil QE des variables supplémentaires complète fort utilement le profil des valeurs-test actives. Considérons maintenant le thème agricole dans son ensemble, en niveau.

---

<sup>169</sup> Ceci paraît au premier abord plutôt surprenant mais peu s'expliquer par le plus fort équipement en chauffage électrique, voire des modes d'occupation différents.

### Valeurs-test supplémentaires du thème agriculture

Variables (en nombre d'exploitations)	Classe 1	Classe 2	Classe 3	Classe 4	Classe 5
Nombre total	ns	ns	-2,9	ns	<b>4,5</b>
Céréalières	<b>2,1</b>	ns	ns	ns	ns
Cultures industrielles	ns	-3,4	<b>6,2</b>	ns	-4,1
Légumes	ns	-3,1	<b>5,8</b>	-2,0	-2,4
Autres cultures	ns	ns	-2,1	ns	<b>2,3</b>
Vaches laitières	ns	ns	-3,0	ns	<b>5,7</b>
Vaches nourricières	ns	ns	ns	<b>3,9</b>	-3,3
Porcs	ns	<b>2,0</b>	-4,4	ns	<b>3,5</b>
Volailles	ns	ns	-2,9	ns	<b>4,6</b>
Chefs retraité	ns	<b>4,6</b>	-3,6	ns	<b>2,6</b>
Exploitations de complément	ns	ns	-2,8	ns	<b>2,1</b>
Exploitations de grand rendement	ns	ns	-2,4	ns	<b>4,7</b>

ns : non significatif (soit inférieur à 2,0 en valeur absolue)

**Classe n°1** : excès de cultures céréalières

**Classe n°2** : déficit en cultures industrielles et de légumes, excès d'élevages de porcs mais surtout forte proportion de chefs d'exploitations retraités ;

**Classe n°3** : nombre d'exploitations agricoles significativement plus faible qu'en moyenne sur le département, déficit des diverses cultures, vaches laitières, porcs et volailles, d'où déficit significatif sur les trois dernières variables ;

**Classe n°4** : déficit d'exploitation de culture de légumes et d'élevage de viande bovine.

**Classe n°5** : nombre moyen d'exploitations agricoles très élevé, dont en premier les vaches laitières, les porcs et les volailles, et donc les trois catégories d'exploitants ; déficit sur les cultures industrielles et de légumes, la viande bovine. *Cette classe se distingue par l'abondance des exploitations par commune, la très forte présence d'exploitations pratiquant l'élevage, avec en tête l'élevage laitier.*

Le dernier aspect à couvrir est celui du réseau.

### Valeurs-test supplémentaires du thème réseau

Variables	Classe 1	Classe 2	Classe 3	Classe 4	Classe 5
Longueur totale des réseaux BT	ns	ns	-2,3	ns	<b>2,3</b>
Longueur totale en fil nu	ns	-3,9	ns	ns	<b>3,9</b>
Longueur totale en torsadé	ns	<b>5,6</b>	-3,8	-2,2	ns
Longueur totale en souterrain	<b>2,4</b>	ns	ns	ns	ns
Part des lignes en fil nu	ns	-8,9	<b>3,9</b>	<b>2,6</b>	<b>3,6</b>
Part des lignes en torsadé	ns	<b>10,1</b>	-3,7	-2,4	-3,5
Part des lignes en souterrain	<b>3,0</b>	ns	ns	ns	ns
Taux de croissance de la longueur de réseau entre 1992 et 1996	ns	<b>3,3</b>	-3,0	ns	ns
Densité de clients par postes	ns	<b>2,5</b>	-2,7	ns	ns
Longueur moyenne de réseaux par poste	ns	ns	-2,1	<b>2,4</b>	<b>3,1</b>
Taux de croissance du nombre de postes entre 1992 et 1996	<b>2,4</b>	-4,7	ns	ns	ns
Taux de croissance du nombre DMA entre 1992 et 1996	ns	<b>2,8</b>	ns	ns	ns
Flux total de DMA entre 1993 et 1996	<b>2,3</b>	-3,5	ns	ns	ns
Résorption totale de DMA entre 1993 et 1996	<b>3,5</b>	-5,1	ns	ns	ns
Taux d'apparition nette de contraintes entre 1993 et 1996	ns	-2,7	ns	ns	ns
Taux de croissance du nombre de clients en contrainte	ns	<b>2,9</b>	ns	ns	ns
Taux de DMA	ns	-4,1	ns	ns	<b>2,8</b>
Taux de CMA	ns	-2,1	ns	ns	<b>2,3</b>
Taux de croissance de la puissance foisonnée moyenne par poste entre 1992 et 1996	ns	<b>4,6</b>	ns	-2,1	ns
Nombre total de départs en précontrainte	<b>2,4</b>	-2,4	ns	ns	ns
Nombre total de départs en contrainte moyenne	<b>2,4</b>	-3,6	ns	ns	<b>3,6</b>
Nombre total de départs en contrainte profonde	ns	-3,4	ns	-2,9	<b>3,4</b>
Nombre total de clients en précontrainte	ns	ns	ns	ns	<b>3,6</b>
Nombre total de clients en contrainte moyenne	ns	ns	ns	ns	<b>3,2</b>
Nombre total de clients en contrainte profonde	ns	ns	ns	ns	ns

ns : non significatif (soit inférieur à 2,0 en valeur absolue)

**Classe n°1** : cette classe se distingue l'importance des réseaux souterrains, en longueur totale et en part relative des différents types de conducteurs ; vient ensuite une croissance plus importante du nombre de postes construits. Les flux de contraintes sont plus importants que la moyenne mais sont compensés par les résorptions, on note enfin des stocks communaux de départs en précontrainte et en contrainte plus importants que la moyenne. C'est une classe regroupant des communes aux réseaux plus modernes par leur aspect souterrain, et en développement récent sur le plan des postes ;

**Classe n°2** : les communes de cette classe compensent la faiblesse des longueurs de fils nus par des réseaux torsadés, cela se traduit encore plus nettement dans les proportions relatives de ces types de conducteurs (-8,9 pour le fil nu, + 10,1 pour le torsadé) ; le réseau s'étend

significativement dans la période de manière concomitante avec la densité de clients par postes ; par contre le nombre de postes croît nettement moins vite que la moyenne départementale alors que le nombre de départs en contrainte est positif, le flux total est lui négatif, mais moins que le flux des résorptions totales : ce qui explique l'accumulation des contraintes entre 1992 et 1996, ce qui s'accompagne d'un accroissement significatif des clients en contrainte tandis que les taux de départs et de clients en contrainte sont toutefois inférieurs à la moyenne. Par contre, les puissances communales appelées aux postes ont cru sensiblement plus vite que la moyenne. C'est une classe de communes où la pression de la demande (nombre de clients et puissances appelées) sur le réseau est importante, ce qui fait que celui-ci accuse un retard d'adaptation, toutefois l'effectif des contraintes est faible en raison du caractère très robuste des réseaux (torsadé très élevé).

**Classe n°3 :** une classe à la structure de réseau inverse de la classe 2 : beaucoup de fil nu et peu de torsadé, tant en longueur qu'en proportion ; le réseau se développe peu, est moins dense et admet une longueur par poste plus courte que la moyenne. C'est une classe de communes aux réseaux anciens.

**Classe n°4 :** une forte proportion de réseaux en fil nu, une faible proportion de réseaux torsadés, comme en classe 3 ; à la différence que les postes ont une longueur de moyenne de lignes plus élevée que la moyenne tandis que la puissance de pointe communale est plus faible de même que le nombre moyen de départs en contrainte profonde. Une classe de réseaux anciens mais plus longs avec peu de contraintes supérieures à 15 %.

**Classe n°5 :** longueur moyenne communale de réseaux plus élevée que la moyenne, avec une structure identique aux classes 3 et 4 (réseaux anciens avec fil nu) ; des postes avec des longueurs de réseaux élevées ; des taux de départs et de clients en contrainte sensiblement plus élevés que la moyenne, ce qui se reflète aussi sur la profondeur des contraintes. C'est la classe de réseaux longs, anciens avec beaucoup de départs et de clients en contrainte.

### **3.4.2) L'analyse des profils de proportions**

L'analyse des profils de proportions se limite aux variables actives et à quelques variables supplémentaires d'intérêt. Il s'agit d'affiner l'explicitation des classes en comparant des pourcentages de répartition des variables entre les classes. Nous présentons les résultats essentiels sur les thèmes clientèle et réseau, les activités agricoles étant abordées avec le

premier. Cette parcimonie est justifiée par les besoins d'une réflexion plus opérationnelle, c'est-à-dire le choix de catégories de clients et de zones sur lesquelles mettre l'accent.

### A) Les profils statistiques des variables du thème réseau

Nous rappelons dans le tableau suivant les répartitions en pourcentage par classes de quelques variables réseau pour lesquelles ces proportions ont un sens.

**Profils statistiques pour le thème demande**

Variables	Classe 1	Classe 2	Classe 3	Classe 4	Classe 5	Ensemble
<b>Nombre total de clients BT</b>	<b>41393</b>	<b>13970</b>	<b>12207</b>	<b>6742</b>	<b>6966</b>	<b>81278</b>
Part des clients agricoles	<i>14</i>	<i>10</i>	<b>17</b>	15	<b>28</b>	15
Part des clients ECS+CEI	<b>28</b>	22	24	<i>19</i>	<i>18</i>	25
Part des clients CEI seul	1	1	1	1	1	1
Part des clients ECS seule	14	14	14	<b>15</b>	<i>13</i>	14
Part des clients sans ECS ni CEI	27	<b>27</b>	25	23	<i>20</i>	26
Part des clients résidences sec.	8	<b>17</b>	10	<b>19</b>	13	11
Part des clients professionnels-SP	9	9	<b>9</b>	8	8	9
<i>dont résid. Sec. Hors Mayenne</i>	3	10	5	11	5	5
<b>Consommation totale (GWh)</b>	<b>240,7</b>	<b>67,9</b>	<b>72,4</b>	<b>32,9</b>	<b>38,7</b>	<b>452,7</b>
Part agricole de la consommation	24	<i>16</i>	<b>31</b>	26	<b>43</b>	25
Part ECS+CEI	<b>36</b>	32	27	28	<i>23</i>	32
Part CEI seul	1	1	1	1	1	1
Part ECS seule	<i>12</i>	<b>15</b>	14	<b>16</b>	<i>11</i>	13
Part usages spécifiques	<i>14</i>	<b>16</b>	15	13	9	14
Part résidences secondaires	3	<b>6</b>	3	<b>7</b>	4	4
Part professionnels	11	14	9	10	9	11
<b>Consommation moyenne par client BT (kWh)</b>	<b>5814</b>	<b>4862</b>	<b>5934</b>	<b>4886</b>	<b>5563</b>	<b>5570</b>
Agricoles	<b>10002</b>	<i>8034</i>	<b>11003</b>	8542	8604	9608
ECS+CEI	7489	7120	6793	<b>6932</b>	7208	7277
CEI seul	5001	5015	5201	3600	6173	5034
ECS seule	5208	5069	5766	5075	5069	5244
Usages spécifiques	2949	2760	<b>3412</b>	2814	<i>2560</i>	2947
Résidences secondaires	<b>1958</b>	1723	1954	1843	1606	1846
Professionnels	<b>7484</b>	8017	<i>5870</i>	5883	6177	7080

Les valeurs reportées dans ce tableau sont des moyennes intraclasse pour chacune des variables considérées. Nous avons ainsi représenté la répartition en pourcentage de chaque catégorie de clients ainsi qu'en terme de consommation (ou profils ligne), enfin, nous rappelons au sein de chaque classe les consommations unitaires moyennes par client BT (en kWh). Les valeurs en gras et en italique signifient que les variables associées ont des valeurs-test significatives respectivement positives et négatives.

Sur la plan des consommations nos cinq classes se distinguent de la manière suivante :

**Classe 1 :** forte présence de clients tout électrique (ECS+CEI) deux fois plus abondants que les clients agricoles ; ce qui s'accompagne d'une part du poids très élevé des consommations



(36 %) et d'une consommation par client ECS+CEI presque double de la consommation moyenne dans la classe (10 002 pour 5 814 kWh respectivement) ; c'est une classe de clients tout électriques.

**Classe 2 :** cette classe se distingue par une proportion importante des résidences secondaires (17 %) très supérieure à celle des clients agricoles (10 %) un peu en dessous des clients ECS+CEI (22 %) ; elle a aussi une forte proportion de clients avec usages domestiques seulement (ni ECS, ni CEI, 27 %) quoique peu éloignée de la moyenne en régime d'électrification rurale (26 %) ; sur le plan de la consommation on note une faible proportion de la consommation agricole mais des parts relatives significativement élevées des consommations des clients ECS, usages spécifiques et résidences secondaires. Le profil des consommations par clients de cette classe est très nettement inférieur à la moyenne du régime d'électrification rurale. C'est une classe de clients résidences secondaires mais aussi ECS + CEI où les consommations des petits usages sont importantes.

**Classe 3 :** une proportion significativement plus élevée de clients agricoles et de professionnels ; la part des consommations agricoles est elle de 31 %, tandis que celles des clients ECS+CEI, résidences secondaire et professionnels si significativement en dessous de la moyenne ; par contre les consommations unitaires des clients agricoles sont les plus élevées (11 003 kWh), de même que celles des clients usages spécifiques (3 412 kWh) mais aussi la consommation moyenne de la classe (5 934 kWh) en raison du poids relatif des consommations agricoles ; enfin, remarquons que les valeurs en pourcentage sont remarquablement proches des valeurs moyennes du département : c'est donc une classe moyenne, représentative de la Mayenne sur le plan des consommations excepté par l'importance des consommations agricoles.

**Classe 4 :** faible proportion de clients ECS+CEI (19 % contre 25 % en moyenne), avec une forte proportion d'ECS (15 %) et surtout la plus forte représentation de clients résidences secondaires : 19 % des clients ; les consommations des clients ECS et résidences secondaires sont significativement plus élevées, près du double de la moyenne du département pour les secondes ; la faiblesse de l'implantation des clients ECS+CEI se retrouve dans leurs consommations unitaires, les plus faibles du département ; c'est la classe des clients résidences secondaires et ECS, elle comprend aussi une part relative très faible de clients ECS+CEI.

**Classe 5 :** la plus forte proportion de clients agricoles (28 %), soit près du double de la moyenne départementale (15 %), avec une faible proportion d'ECS+CEI (18 %), ECS et usages domestiques, cette classe est incontestablement la classe des clients agricoles dont le poids en consommations est considérable : 43 %, les consommations ECS+CEI, ECS et usages spécifiques étant inférieures à la moyenne, par contre, les consommations unitaires des clients agricoles sont un peu plus faibles que la moyenne, mais pas de manière significative ; c'est la classe des clients et usages très agricoles.

La clientèle étant bien caractérisée, le second champ d'importance sur le plan de la MDE est celui de la nature du réseau. En effet, seules certaines configurations de réseau sont propices aux actions de MDE. Nous présentons donc quelques ratios sur le thème des données réseau.

Les données réseau que nous analysons représentent pour chacune des classes de notre partition finale la répartition des en pourcentage par type de réseaux (aérien en fil nu, torsadé et souterrain), la répartition des départs et des clients en contrainte ou précontrainte. Quelques ratios supplémentaires ont été rajoutés.

### Profils statistiques des variables du thème réseau

Variables	Classe 1	Classe 2	Classe 3	Classe 4	Classe 5	Ensemble
Longueur de réseau	3251	947	1167	687	728	6780
% de lignes en fil nu	66	47	75	74	78	67
% de lignes en torsadé	28	49	23	23	19	29
% de lignes souterrain	5	5	2	2	2	4
Nombre de départs BT	5618	1385	1920	1036	1040	10999
% de départs > 371 m	9,7	4,1	14,9	13,3	8,1	10,1
% de départs > 265 m	19,5	8,2	28,2	26,4	18,3	20,1
Clients / départ BT	7,2	9,9	6,3	6,5	6,7	7,3
Longueur de réseau / client	80,2	68,8	96,8	102,2	105,1	84,7
Nombre de clients BT	40558	13765	12050	6724	6928	80025
Taux de croissance du nombre de postes HTA/BT	13,7	4,1	13,1	14,1	8,6	11,7
Taux de croissance de la puissance appelée aux postes	19,9	23,7	21,4	14,6	12,8	19,7
Taux de croissance de la longueur des réseaux	-3,4	0,6	-4,8	-3,2	-1,7	-2,9
Taux de croissance du nombre de départs en contrainte	-13,5	31,0	-9,7	-11,0	-1,0	-8,4
Taux de croissance du nombre de clients en contrainte	-19,2	77,9	-3,5	-14,4	-8,1	-7,5
Taux d'apparitions nettes de contraintes	-12,0	31,0	-10,6	-10,2	-0,5	-7,7
Taux de croissance du nombre de clients BT	6,6	5,8	3,8	4,5	1,9	5,4
Elasticité puissance appelée / nombre de clients	3,0	4,1	5,6	3,2	6,8	3,6
Clients en contrainte	2804	836	1120	500	771	6031
Départs en contrainte	706	114	290	113	194	1417
Départs en précontrainte	815	187	309	152	172	1635
Taux de clients en contrainte	6,9	6,1	9,3	7,4	11,1	7,5
Taux de clients en précontrainte	9,9	8,3	11,7	9,3	8,4	9,7
Taux de départs en contrainte	12,6	8,2	15,1	10,9	18,7	12,9
Taux de départs en précontrainte	14,5	13,5	16,1	14,7	16,5	14,9

Ce tableau est déterminant pour le choix des zones d'interventions que nous proposerons puisqu'il nous permettra de délimiter les potentiels de MDE sur l'ensemble de la Mayenne. Nous résumons les caractéristiques pertinentes pour chaque classe.

**Classe 1 :** la distribution des paramètres réseau de cette classe est la plus proche de la moyenne : part des lignes BT en fil nu, torsadé, des départs très longs (plus de 371 m et 265 m), densité de clients par départ, puissance appelée aux postes, taux de clients en contrainte et précontrainte, et de même pour les départs en contrainte et précontrainte. Par contre, les communes de cette classe ont une dynamique des départs en contrainte nettement plus favorable que la moyenne du département, en d'autres termes, les résorptions de contraintes sont plus rapides que dans le reste du département, ce qui signifie que la qualité de fourniture s'est améliorée. C'est donc une classe moyenne dont la qualité de fourniture a évolué favorablement.

**Classe 2 :** la structure des réseaux de cette classe est atypique : faible proportion de fils nus et très forte proportion de réseaux torsadés. De plus, les départs BT sont plus courts que la moyenne, ce qui explique la densité de clients BT plus élevée que la moyenne : 10 clients contre 7 pour le département, d'où la longueur de réseau par client la plus faible : 69 mètres contre 85 mètres en moyenne. Par contre, la dynamique du réseau est atypique, dans le sens où le nombre de postes créés est le plus faible tandis que c'est la seule classe où la longueur des lignes ne recule pas. La dynamique des contraintes est très nettement défavorable : c'est la seule classe où l'on constate une augmentation du nombre de départs et de clients en contrainte, toutes deux conséquentes : +31 % pour les départs, +77 % pour les clients alors que ces deux indicateurs reculent partout ailleurs. Si les taux de clients et départs en contrainte et précontrainte sont plus faibles, on note une apparition de contraintes dans un contexte de faible croissance de la demande. C'est une classe dont la demande croît modérément mais dont les contraintes se sont fortement accrues.

**Classe 3 :** la structure des réseaux est plus tournée vers le fil nu, avec en outre des départs plus longs que la moyenne et dont les clients en contrainte se résorbent lentement bien que les départs se résorbent plus rapidement que la moyenne en raison de leur plus faible densité. L'accroissement du nombre de clients a un impact fort sur les puissances appelées pour la même raison<sup>170</sup>. Les taux de clients et départs en contrainte ou précontrainte sont plus élevés que la moyenne. C'est une classe de communes aux réseaux anciens sur lesquels la demande croît modérément et dont les contraintes se résorbent lentement.

**Classe 4 :** dans l'essentiel le profil de cette classe est similaire à la classe 3 mais dont les clients en contrainte se sont plus résorbés bien que la croissance des puissances appelées soit plus faible. Cette classe a un profil de contraintes et précontraintes proche de la moyenne départementale en résorption plus rapide.

**Classe 5 :** cette dernière classe a une structure de réseaux similaire aux classes 3 et 4 : plutôt anciens, en fil nus, mais dont les longueurs de lignes par clients sont les plus élevées (105 mètres par clients) bien que la proportion de départs très longs soit plus faible. La dynamique d'apparition des contraintes est stable bien que le nombre de clients en contrainte recule. La croissance de la puissance appelée est la plus faible de même que celle du nombre de clients (+2 % contre +5 % en moyenne). Les communes de cette classe ont peu de précontraintes

mais plus de contraintes que la moyenne. Cette classe regroupe des communes ayant un stock de contraintes élevé dans un contexte de demande et d'évolution du réseau stables.

---

<sup>170</sup> Lorsque le nombre de clients par départ est faible l'ajout de clients supplémentaires a un impact plus élevé en raison du moindre foisonnement, ce qui est le cas aussi des classes 4 et 5.



## **Annexe 6 : l'atlas géographique de la Mayenne**

### **La cartographie thématique**

La cartographie thématique du département de la Mayenne est présentée dans cette annexe. Il convient de définir les règles qui ont présidé à la constitution des cartes présentées. L'objectif de la cartographie thématique est de représenter les configurations territoriales afin de mettre en relation les associations entre déterminants structurels et configurations locales de la demande et du réseau par simple comparaison de plusieurs cartes thématiques.

### **Principes de construction des cartes thématiques**

Les représentations cartographiques supposent un compromis entre précision et lisibilité, ce que nous traduisons par l'emploi systématique de trois règles simples :

- simplicité de la représentation pour faciliter la lecture des cartes ;
- représentation des phénomènes spatiaux sous la forme de variations de couleurs plutôt que de symboles, lignes ou points ;
- prise en compte de la lecture de l'information par regroupements plus ou moins hiérarchisés ; on privilégie donc la formation d'ensembles caractéristiques qui facilitent la lecture des cartes.

Pour faciliter la lecture des cartes le nom en clair des communes en régime urbain a été superposé. La logique de ces règles consiste à privilégier la recherche de seuils qui font ressortir la structure des phénomènes spatiaux, ce qui aboutit à un morcellement du territoire, cependant, un choix judicieux de ces seuils permet de faire ressortir les effets de polarisation des variables.

### **Seuils de découpage des indicateurs**

L'étude des effets de continuité et de rupture des distributions spatiales de nos indicateurs nous a conduit à retenir les règles suivantes pour la construction des cartes :

- représentation des indicateurs en parts relatives afin de gommer les effets de taille et de représenter les concentrations relativement à un indicateur agrégé ;
- privilégier les quantiles de distribution des indicateurs, c'est-à-dire utiliser des découpages en classes d'effectifs égaux plutôt que des classes d'intervalles réguliers.

Cette règle n'est plus valide si un seuil particulier doit être représenté. Son avantage est qu'elle permet la comparaison de cartes entre elles et ceci quelles que soient les variables représentées mais au prix de la perte de la répartition spatiale de la distribution représentée (Béguin et Pumain, 2000) ;

- utiliser un nombre de classes réduit (de 3 à 5 en règle générale) sauf lorsque le nombre de classes s'impose de lui même : modalités d'une variable nominale, découpage préalable d'une variable donnée.

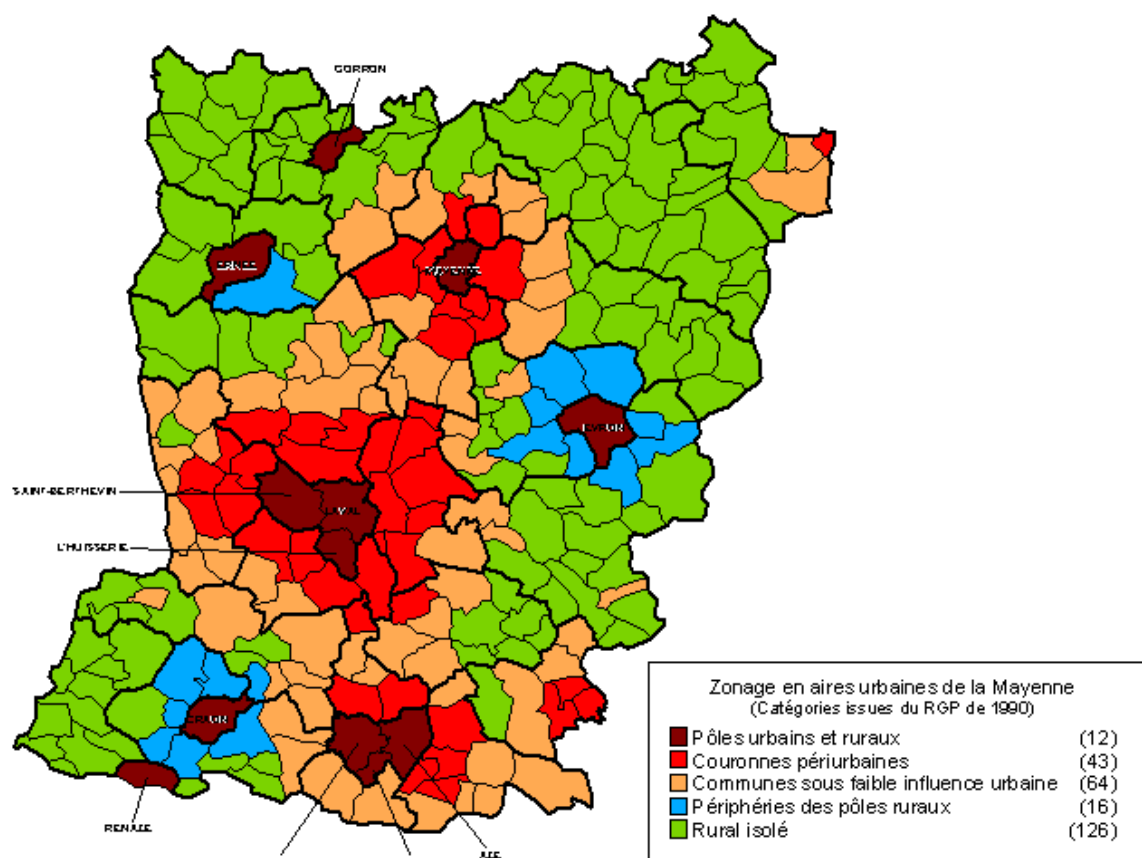
Les seuils et le nombre de classes imposent un travail d'ajustement tant des seuils que du nombre de classes.

### Liste des cartes par thème

Les cartes sont divisées par thème en quatre parties. Les communes qui portent une étiquette mentionnant leur nom sont les communes situées en régime urbain.

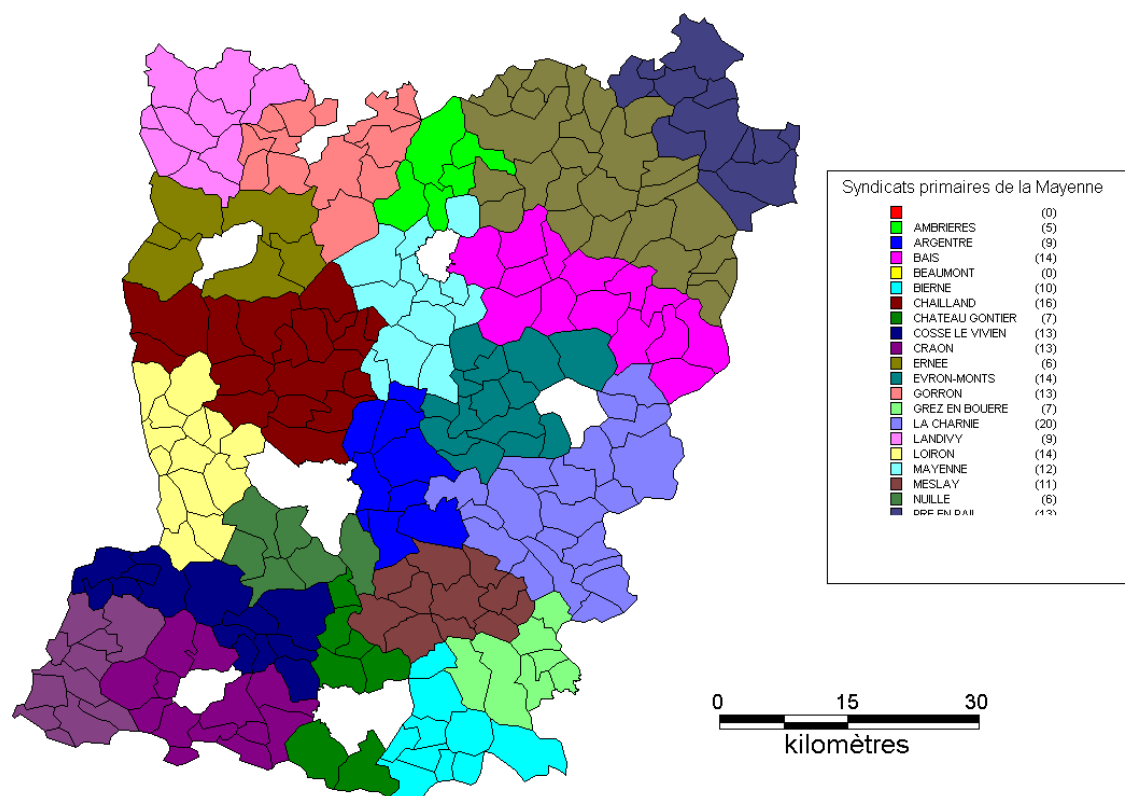
#### 1) Zonages institutionnels

**Carte 1 : Zonage en aires urbaines (ZAU).**





**Carte 2 : Limites des syndicats primaires d'électrification rurale.**



## **2) Le thème demande : les consommations d'électricité et la répartition des clients BT**

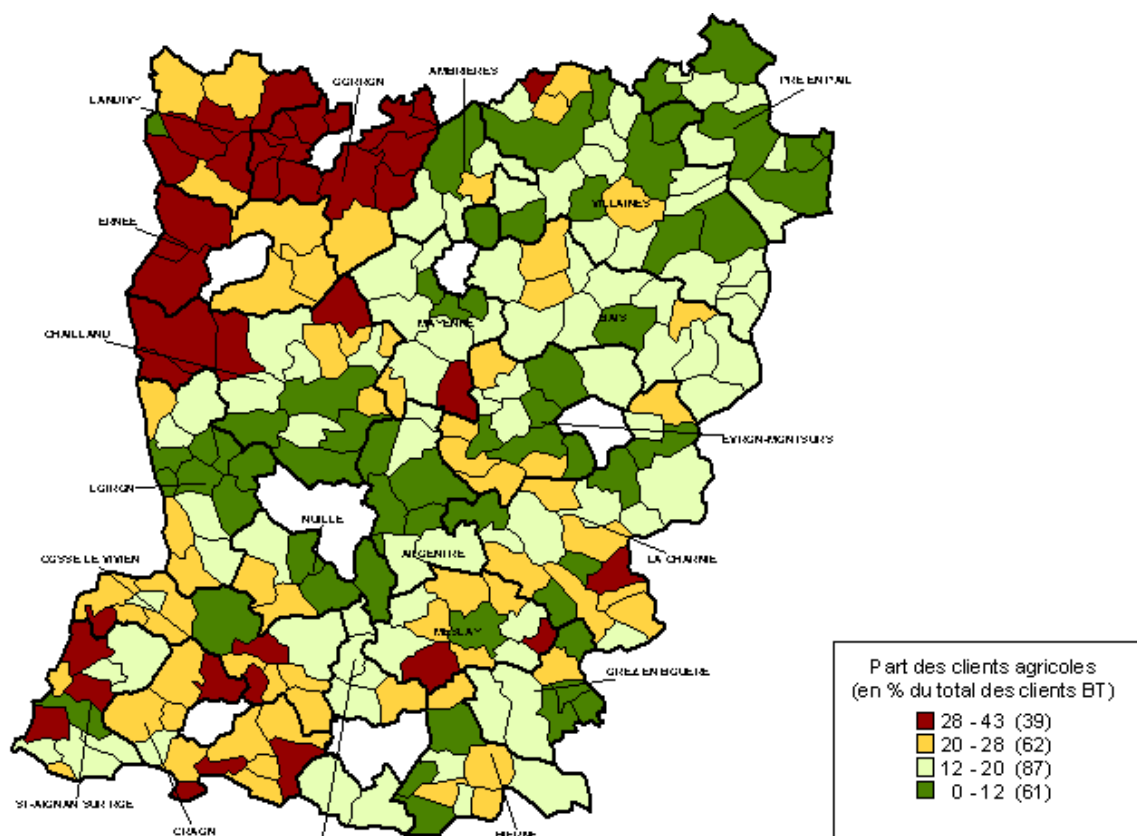
Une connaissance de la géographie de la demande est importante pour orienter les actions de MDE sur les usages et les catégories de clients pertinents. L'optimisation des programmes de MDE suppose une connaissance fine de la clientèle et de ces comportements. L'étude fine des usages et des comportements se situe en aval de nos travaux qui se placent à un niveau d'évaluation ex-ante plus agrégé nécessaire pour faire ressortir de grandes orientations des programmes de MDE.

Les cartes du thème demande ont été composées à partir de consolidations communales du fichier client d'EDF de l'année 1997. Ce fichier permet une description très fine des caractéristiques de la demande.

Nous avons distingué six catégories de clients différentes. Ces catégories correspondent aux usages supposés présents chez les clients ou bien à un type d'activité précis ou encore à un mode d'occupation des logements particulier. Nous distinguons ainsi, les clients agricoles, les clients professionnels et services publics (regroupement de deux classes distinctes), les clients domestiques qui se répartissent en quatre classes : domestiques tout électrique (ECS+CEI), domestiques ECS seule, usages spécifiques et résidences secondaires. Une catégorie de clients chauffage électrique seul n'est pas représentée en raison de son caractère résiduel (moins de 0,7 % des clients).

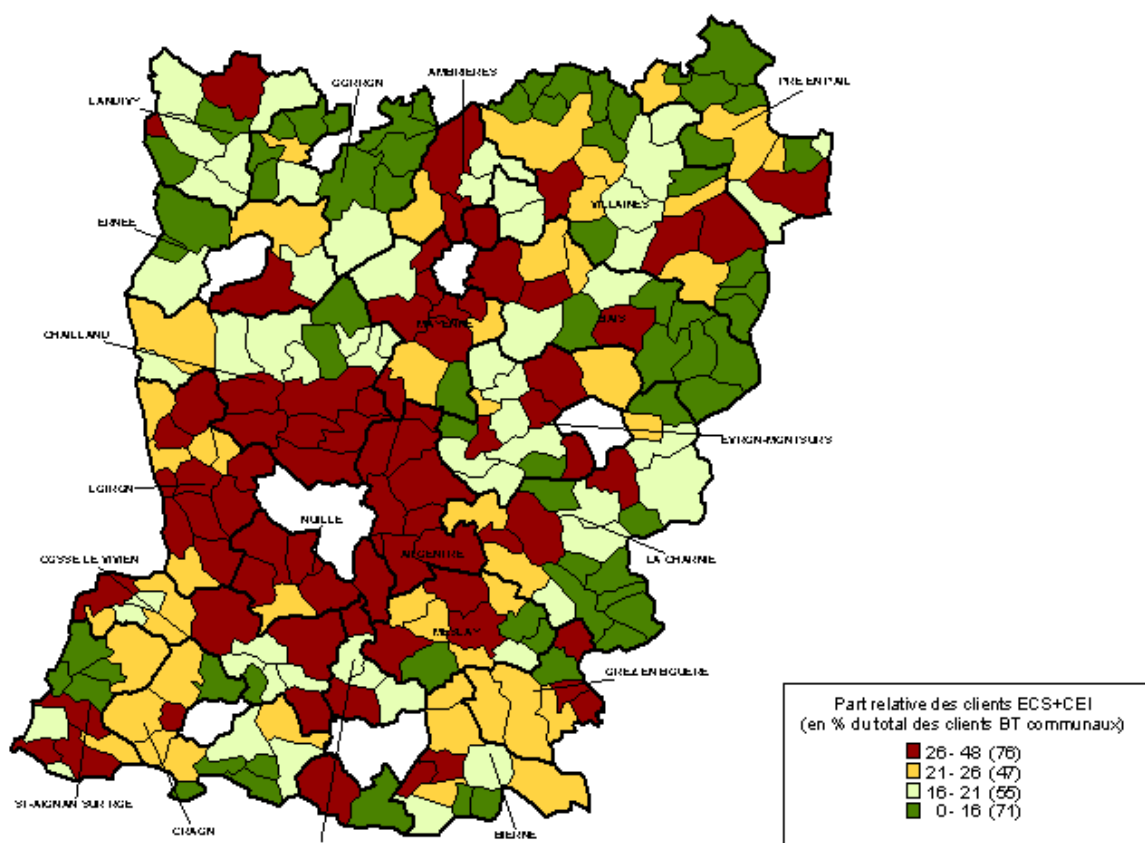
L'analyse que nous menons porte sur les usages agricoles et domestiques. Les clients professionnels et services publics sont représentés mais n'entrent pas en compte dans notre réflexion sur la MDE.

### Pourcentage de clients agricoles par commune



La carte représente la répartition des contrats agricoles au tarif bleu en pourcentage du nombre total de clients par commune. La répartition spatiale de ces clients apparaît clairement sur la carte. Les communes des aires urbaines de Laval et Mayenne comptent des proportions inférieures à 20 %, voire moins de 12 % surtout sur Laval. La partie nord-ouest du département concentre des communes comptant beaucoup de contrats agricoles notamment dans la tranche supérieure de 28 % ou plus. De manière intéressante, la partie nord-est regroupe des communes dont le nombre de contrats agricoles est nettement moins important, ce qui traduit une répartition est-ouest contrastée dans le nord du département. Le sud du département concentre aussi un nombre important de communes avec une forte proportion de clients agricoles.

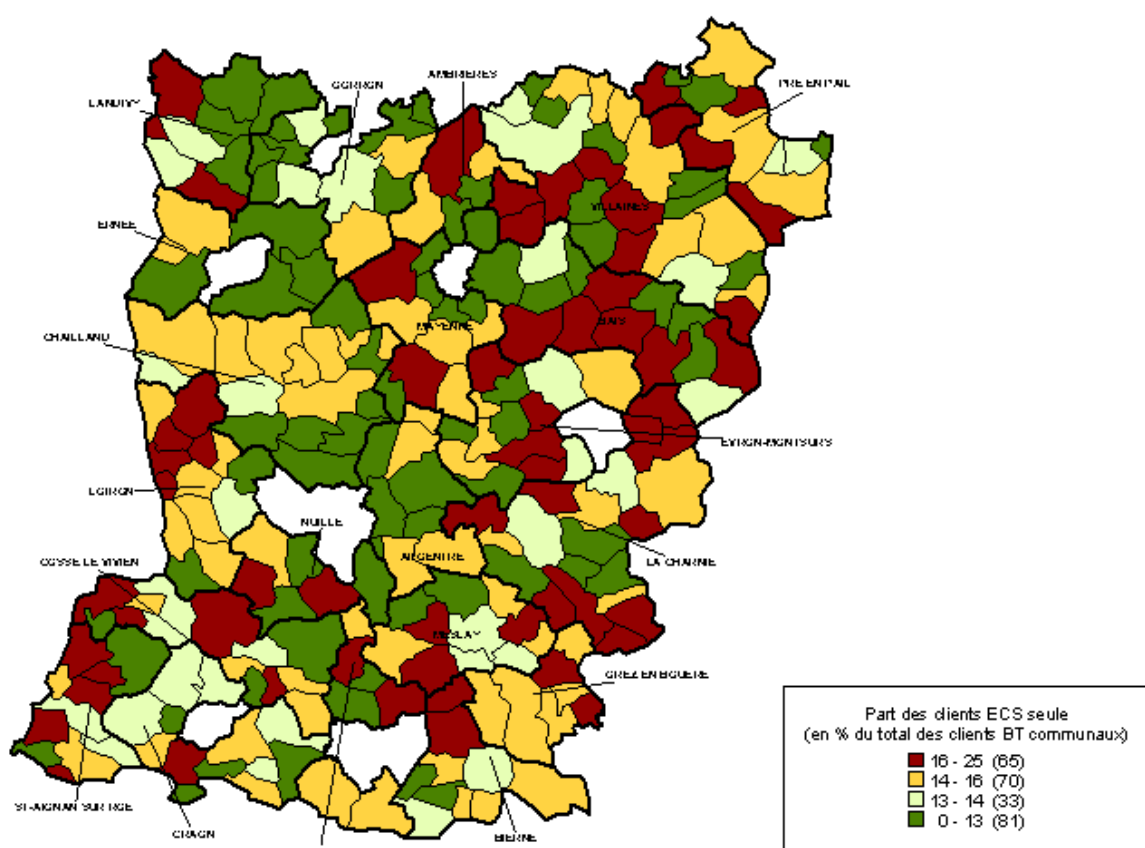
En tout état de cause, dans le sud et le nord-ouest les projets MDE devront intégrer des actions sur les clients agricoles. Ces actions devront porter à la fois sur la partie habitation et sur l'exploitation proprement dite.



Les clients ECS+CEI regroupent les contrats tout électrique, ce sont les clients qui offrent le plus fort potentiel sur le plan de la MDE en raison de l'importance des usages électriques. Les contrats tout électrique sont en outre de forte puissance, soit 9 KVA au minimum, et avec des courbes de charge très diversifiées. On trouve ici les clients qui ont toute la gamme des usages thermiques dont notamment le chauffage et l'eau chaude électriques.

On remarquera immédiatement la répartition très homogène des communes avec de fortes proportions de clients tout électrique principalement autour de Laval, sur une couronne compacte d'environ trois communes de profondeurs. Sur ces communes le pourcentage de clients tout électrique est compris entre 26 % et 48 % ce qui est considérable. Le pôle de Mayenne est beaucoup moins équipé, mais toutes les communes qui jouxtent la ville sont dans la tranche élevée. Enfin, le sud de la Mayenne est nettement moins équipé et la part de clients tout électriques est nettement moindre sur Château-Gontier et Craon.

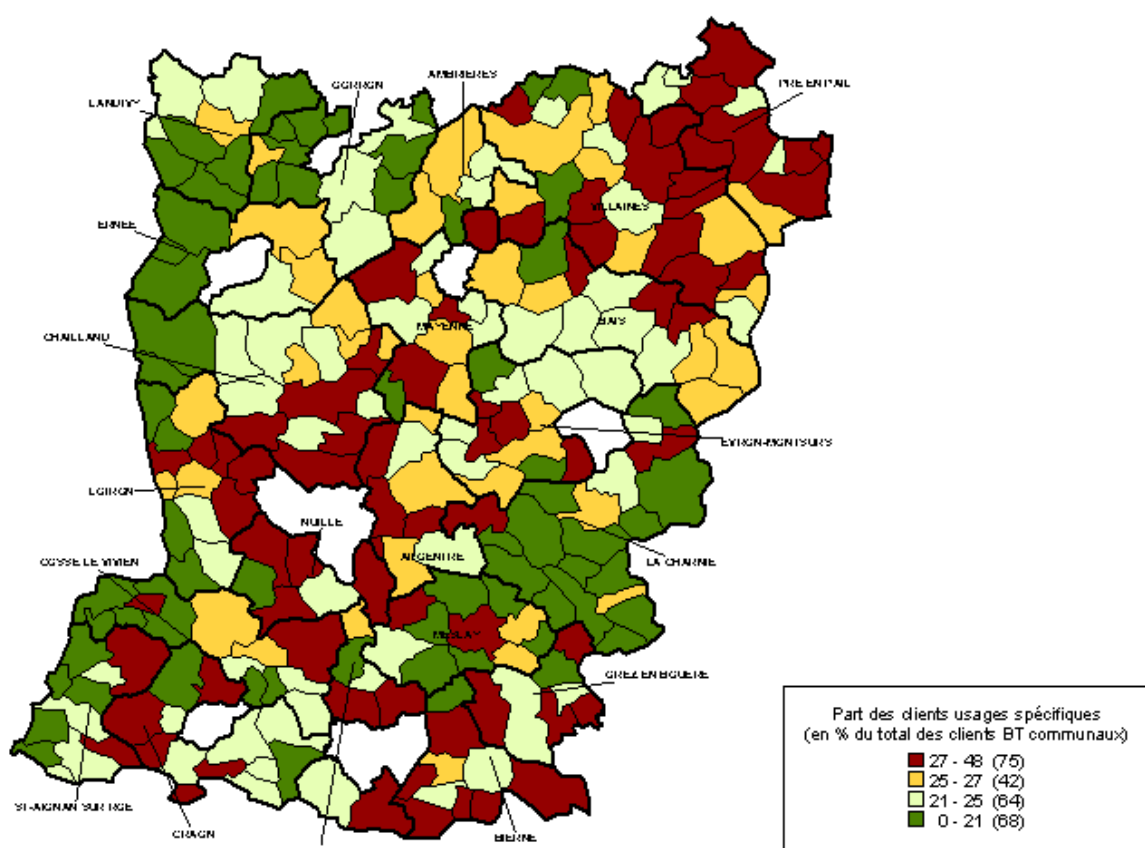
## Pourcentage de clients ECS seule par commune



Les clients ECS seules ont comme usage thermique principal l'eau chaude électrique. En l'absence de données plus précises, on ne peut que supposer la présence d'autres usages tels que la cuisson ou le chauffage d'appoint.

La carte montre une répartition de cette catégorie de clientèle très hétérogène et relativement uniforme sur le territoire du département. En outre le pourcentage de ces clients varie entre 0 et 25 %. On notera toutefois les faibles proportions de clients ECS autour des pôles de Mayenne et Laval. De manière plus surprenante, le nord-ouest du département compte un grand amas de communes pour lesquelles le pourcentage de clients ECS est faible, probablement en raison de la forte proportion de clients agricoles.

## Pourcentage de clients usages spécifiques par commune

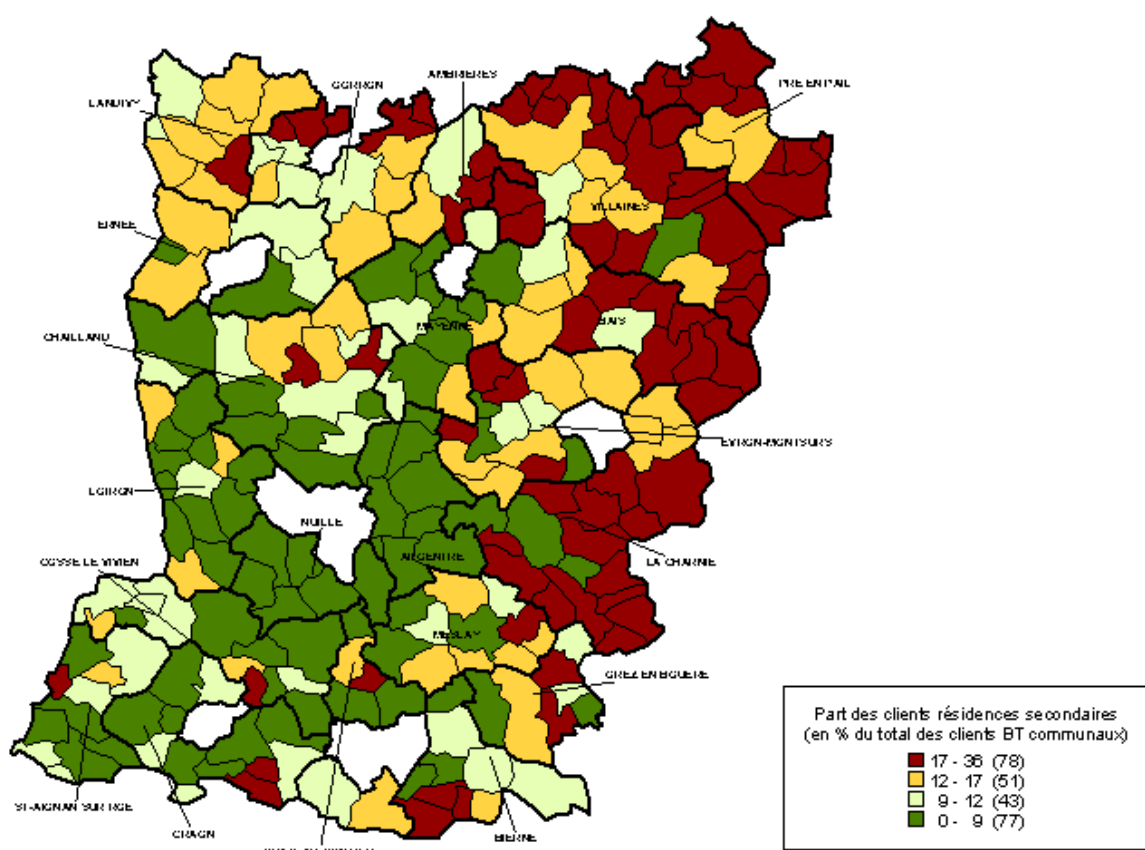


La catégorie usages spécifiques regroupe en principe les clients qui n'ont ni chauffage électrique intégré (CEI) ni chauffe-eau électrique. Naturellement, la remarque précédente sur les autres usages et le chauffage d'appoint s'applique ici aussi. Le pourcentage de clients usages spécifiques varie tout comme les clients ECS+CEI entre 0 et 48 %.

La proportion des contrats usages spécifiques est particulièrement élevée dans la périphérie de Laval et dans la partie nord-est du département, dans une moindre mesure dans le sud, à l'est de Château-Gontier. A contrario, on trouve des communes ayant une faible proportion de ces clients sur le pourtour ouest du département et dans un amas assez compact situé au sud d'Evron. Cette catégorie de clients est remarquablement associée avec les clients ECS+CEI au moins pour les zones où les deux se trouvent concentrées.

En terme de MDE, cette catégorie de clients est délicate dans le sens où des usages spécifiques sans contrat double tarif laissent supposer des courbes de charges relativement plates, ce qui laisse peu de place à l'optimisation du fonctionnement des appareils. Enfin, l'optimisation d'usages d'appoint est particulièrement difficile.

## Pourcentage de clients résidences secondaires par commune

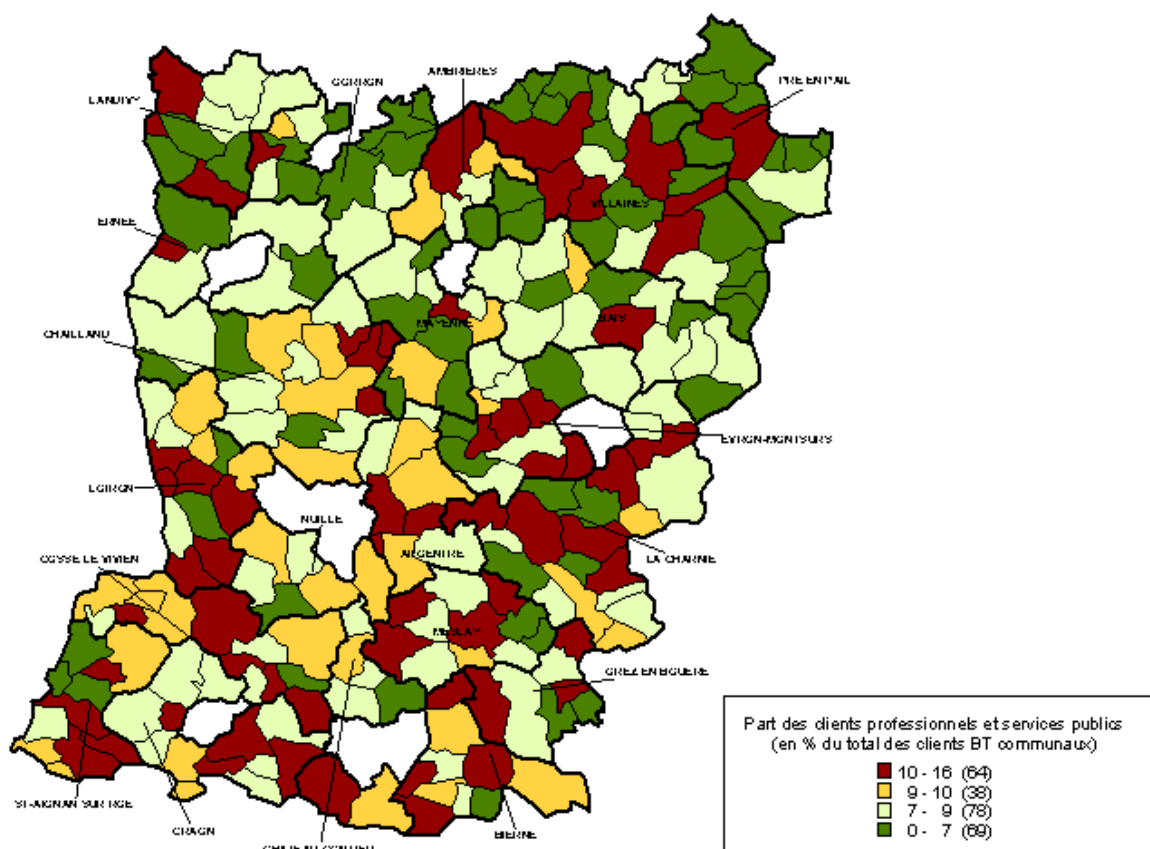


Les clients résidences secondaires ont été définis à partir du fichier client d'EDF (on suppose qu'un contrat est une résidence secondaire quand l'adresse de règlement diffère de l'adresse de livraison). Noter qu'il s'agit d'une actualisation partielle du recensement. La géographie des résidences secondaires apparaît très nettement sur la carte.

D'une part, on trouve une très faible proportion de clients résidences secondaires autour des trois principaux pôles urbains. Les périphéries de Laval et dans une moindre mesure de Mayenne comptent peu de clients résidences secondaires et ceci sur une couronne d'environ trois communes de large pour Laval.

Les fortes concentrations de clients résidences secondaires se trouvent très nettement dans une bande qui s'étend à l'est de Mayenne jusqu'au sud du département. La zone nord-est de la Mayenne ne comprend que des communes qui ont 12 % ou plus de clients résidences secondaires. Ainsi, on peut supposer que la présence moindre des clients agricoles dans cette zone s'explique probablement par l'abondance des résidences secondaires. Le nord-ouest compte tout de même un certain nombre de communes ayant des taux de clients résidences secondaires élevés.

## Pourcentage de clients professionnels et services publics par commune

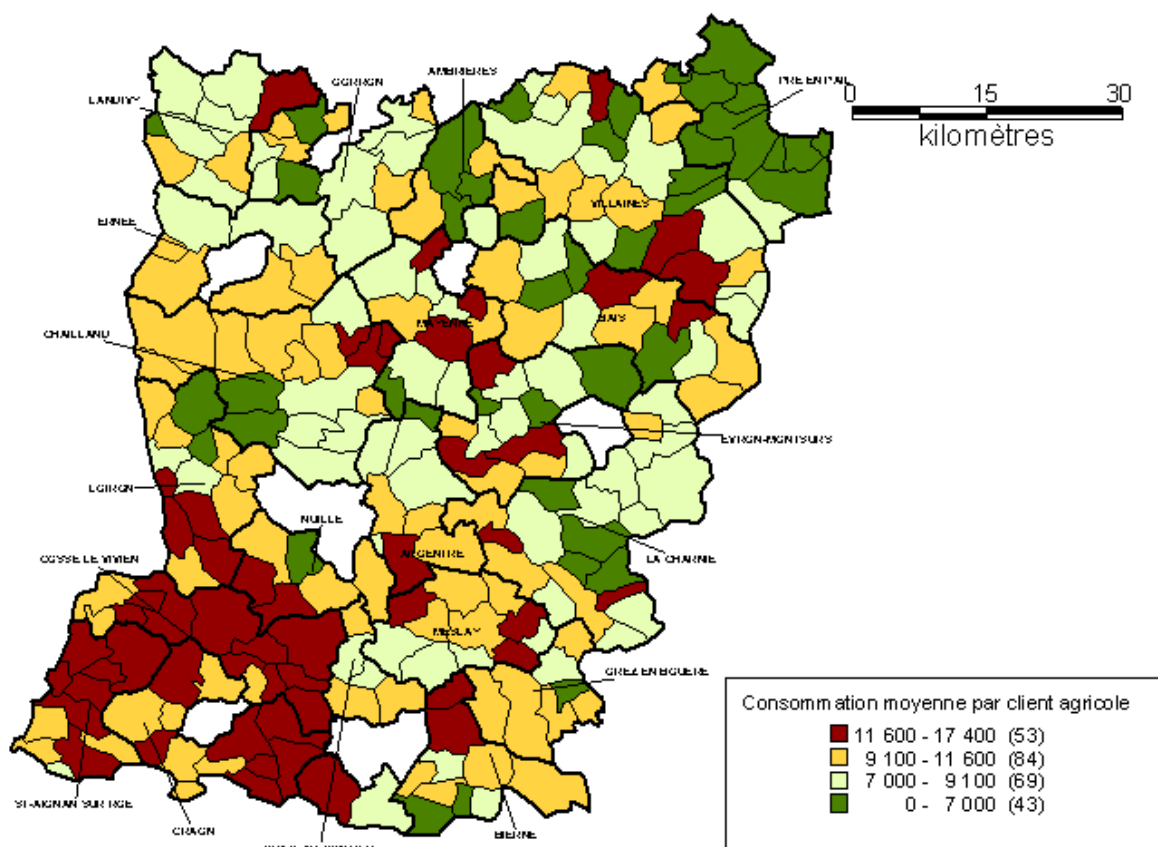


Les clients professionnels et services publics sont représentés à titre indicatif seulement. On ne voit de particularité géographique si ce n'est peut-être une plus forte concentration de ces clients dans le sud et la périphérie de Laval, Evron et de manière plus surprenante, la zone nord-est du département.

La distribution de ces clients est relativement uniforme.



### Consommation moyenne par client agricole



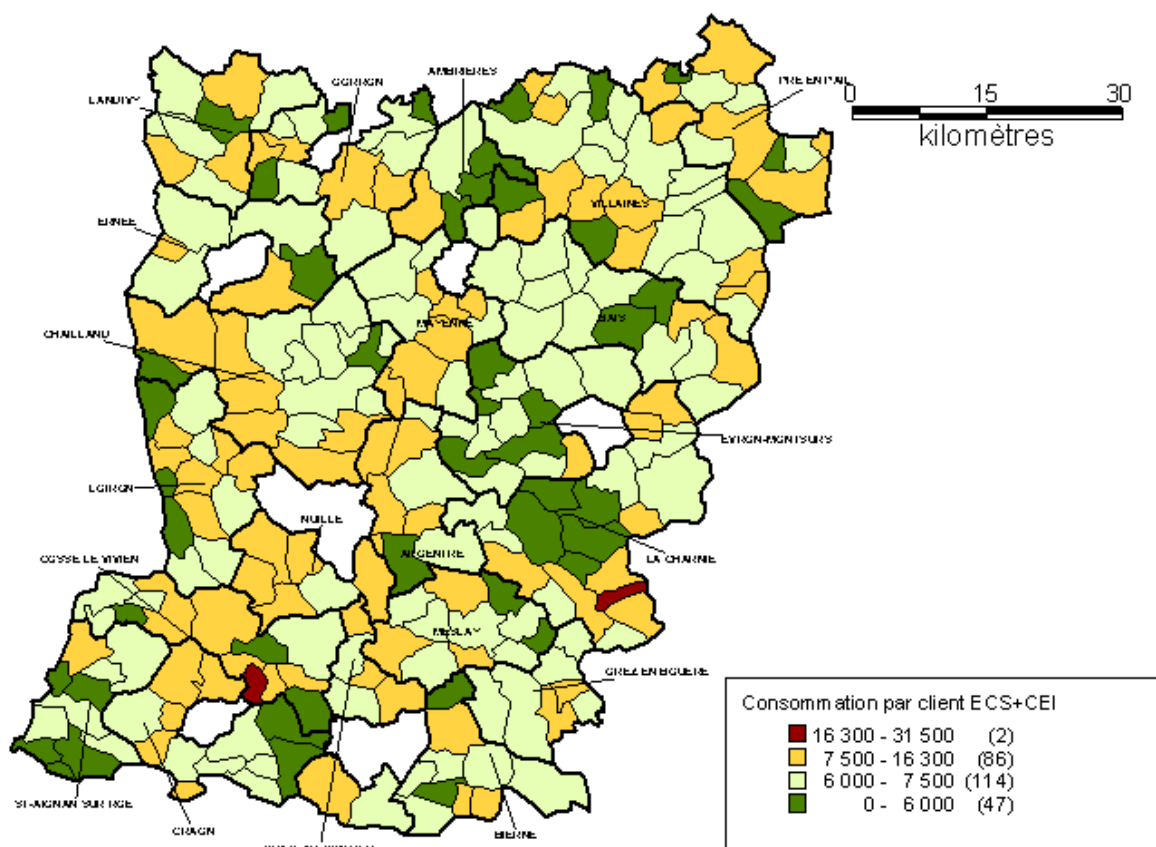
Les consommations unitaires par catégorie de clients complètent l'analyse de leur implantation. Ceci permet de caractériser l'importance des usages mais aussi les variations de spatiales de la consommation qui peuvent être liées à d'autres caractéristiques.

Les consommations des clients agricoles varient en fonction de leurs activités et de la taille des exploitations. La géographie des activités agricoles et la taille des exploitations renseignent sur les consommations observées. Les consommations moyennes des clients agricoles sont les plus élevées de tous les clients, avec une médiane de 9 600 kWh environ ; la distribution est étendue vers les valeurs élevées.

Les valeurs les plus élevées sont concentrées dans le sud-est du département dans un arc qui va du sud de Laval à Château-Gontier. Le sud de la Mayenne est composé d'exploitations plus grandes qui pratiquent des cultures et de l'élevage plus intensif.

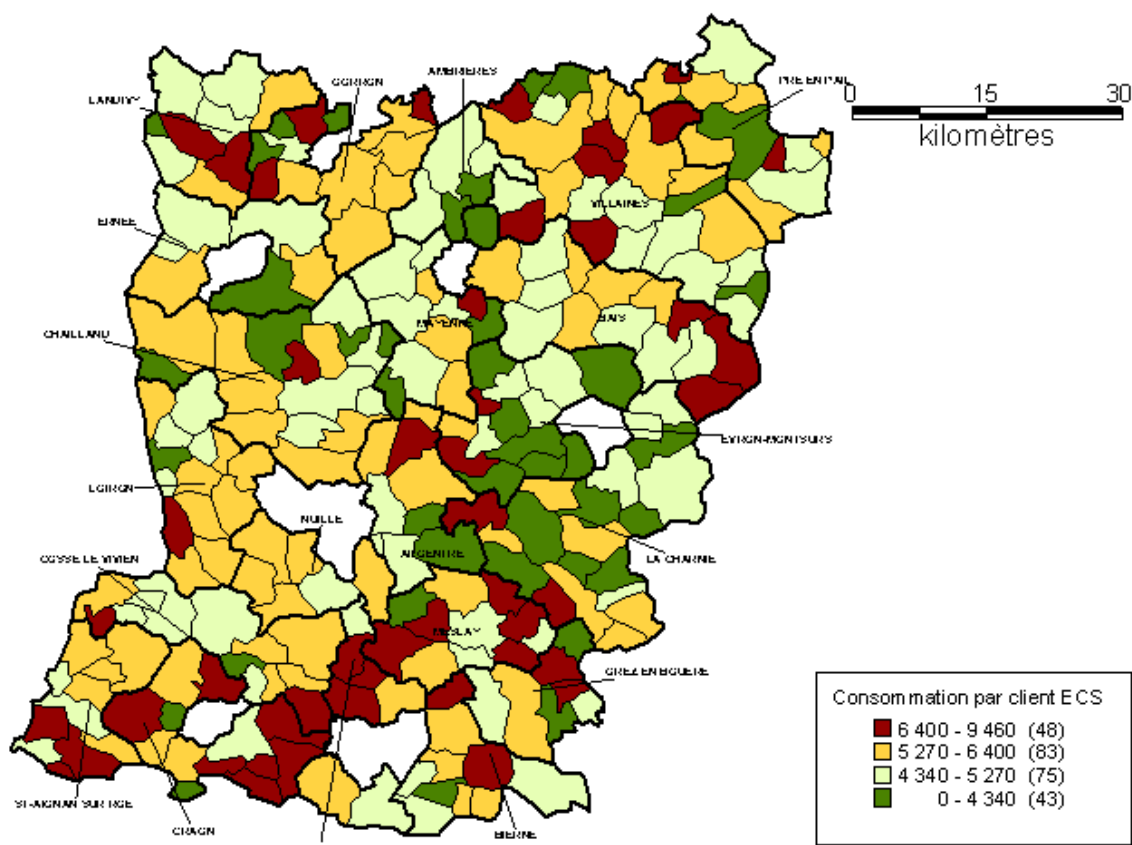
Le nord et l'est du département ont des exploitations de taille inférieure, la pratique de l'élevage laitier est une caractéristique forte du nord ce qui explique la présence de consommations moyennes moindres par client agricole.

### Consommation moyenne par client ECS+CEI



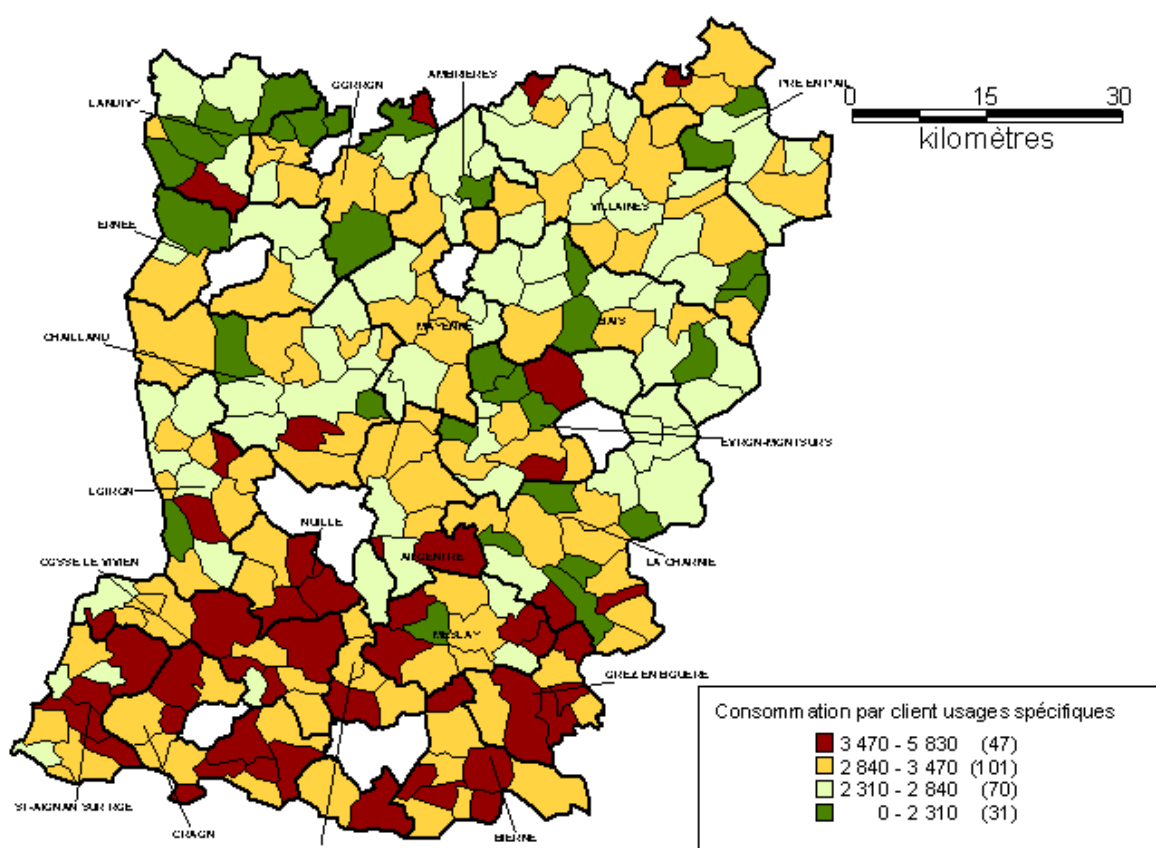
La consommation médiane des clients tout électrique est de l'ordre de 7 000 kWh. La géographie des consommations moyennes est plus dispersée que pour les clients agricoles. On note une concentration plus forte de communes de la tranche 7 500-16 300 autour des pôles urbains assez peu convaincante. La présence de deux communes seulement dans la dernière tranche est probablement un artefact qui déforme la distribution réelle des consommations.

### Consommation moyenne par client ECS



La géographie des consommations par client ECS est plus équilibrée que celle des clients tout électrique. La consommation médiane est de 5 300 kWh, ce qui correspond à la troisième tranche (5 270-6 400 kWh). Les communes de la périphérie de Laval, mais surtout Château-Gontier ont des valeurs élevées. On trouve aussi une poche relativement élevée dans le nord-est du département. Enfin, on remarquera la concentration de communes aux consommations moyennes plus faibles dans la périphérie d'Evron, de même dans le bassin de Mayenne.

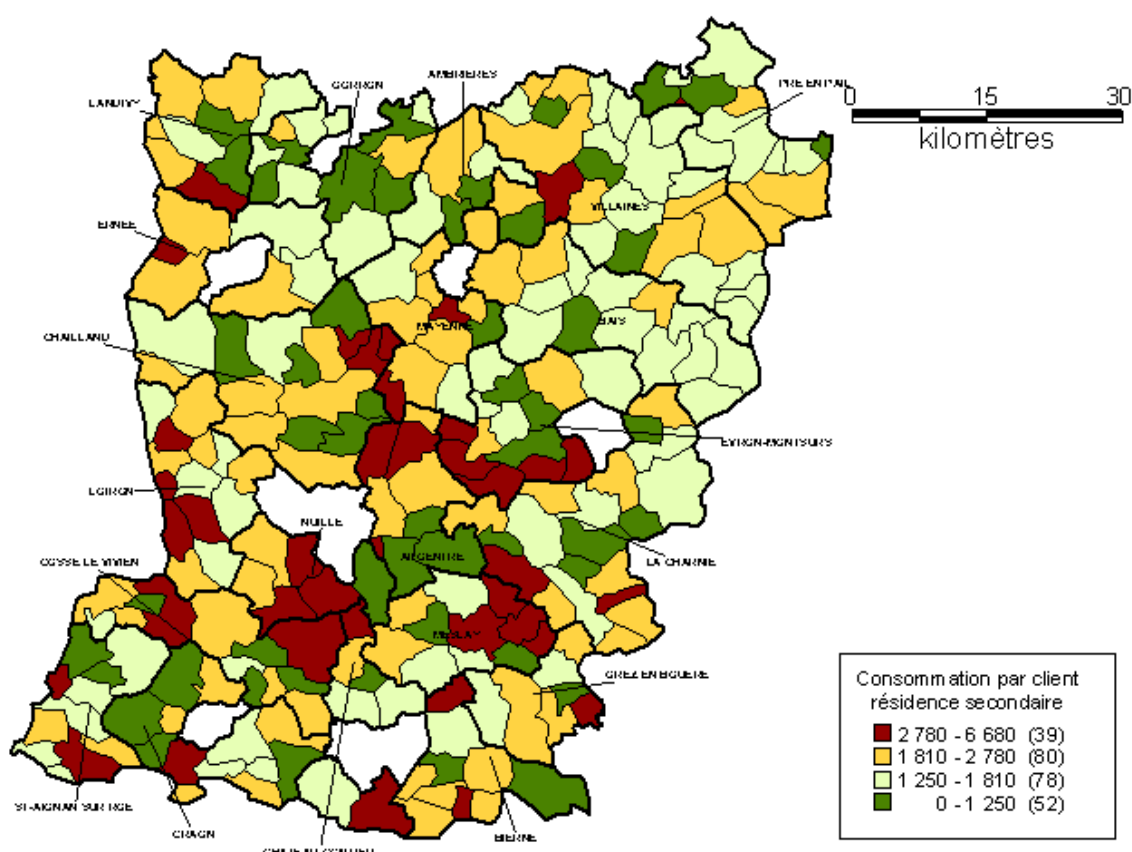
## Consommation moyenne par client usages spécifiques



La consommation médiane par client usages spécifiques est de 2 900 kWh, ce qui correspond à la troisième tranche sur la carte (2 840-3 470 kWh). Les valeurs les plus élevées sont clairement concentrées dans le sud du département puisque la quasi-totalité des communes au sud de Laval sont dans la troisième ou la quatrième tranche (3 470-5 830 kWh). Cela ne recoupe pas la géographie de la répartition de cette catégorie de clients vue plus haut. Les clients usages spécifiques du sud du département se distinguent de ceux du nord, visiblement par leur taille et probablement par leurs usages.

Noter que cela peut aussi traduire un biais statistique dans nos définitions de cette catégorie de clients.

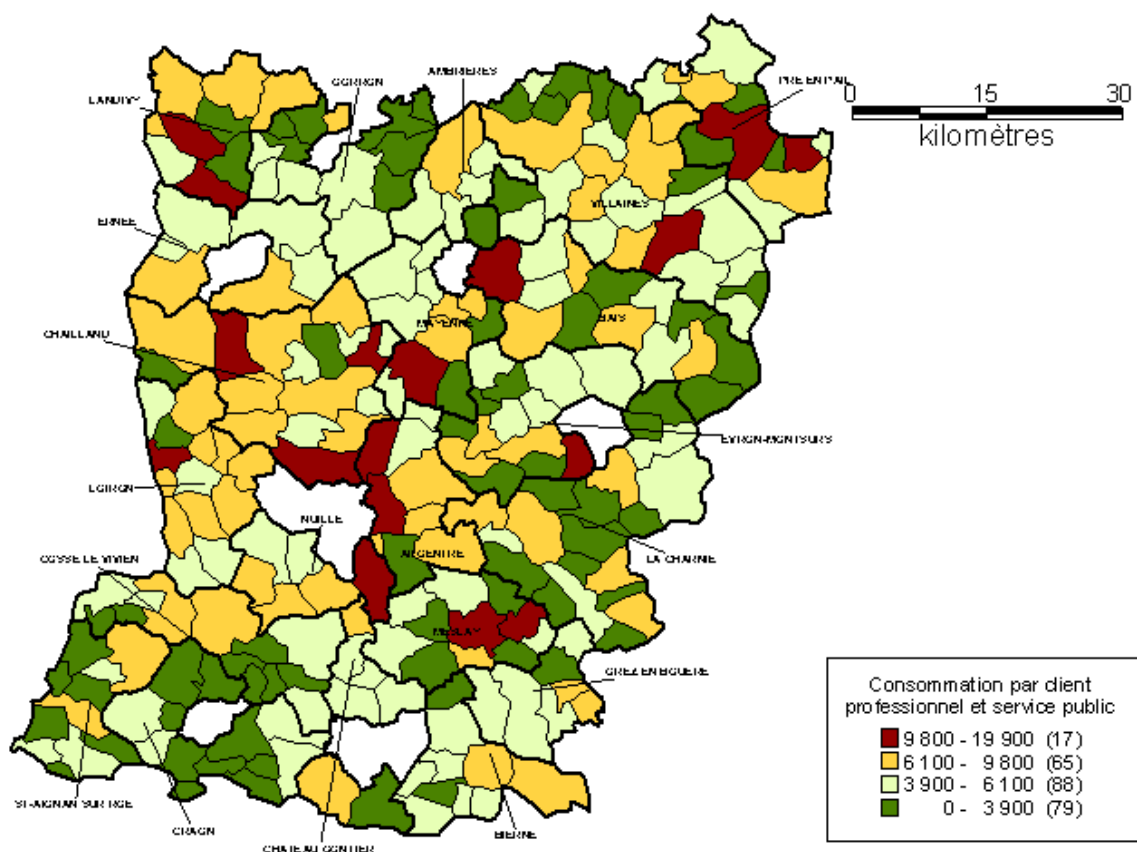
## Consommation moyenne par client résidence secondaire



La consommation médiane par client résidence secondaire est de 1 700 kWh. La géographie ne traduit pas celle des implantations. Deux explications sont possibles. La première est un biais statistique : certains clients classés comme résidences secondaires ne le sont pas. La dernière tranche de consommation semble représenter cet état puisque l'on a entre 3 000 et plus de 6 000 kWh par an, soit la médiane des clients ECS+CEI. La répartition des poches de consommation élevées proches des pôles urbains semble le traduire. La seconde explication est que l'on a des modes d'occupation différents, pour simplifier des résidences de week-end et de périodes de vacance, notamment d'été. La partie nord et est du département compte de nombreuses résidences secondaires dans les tranches faibles de consommation. Les modes d'occupation de cette partie sont plutôt du type été ce qui peut expliquer la différence.

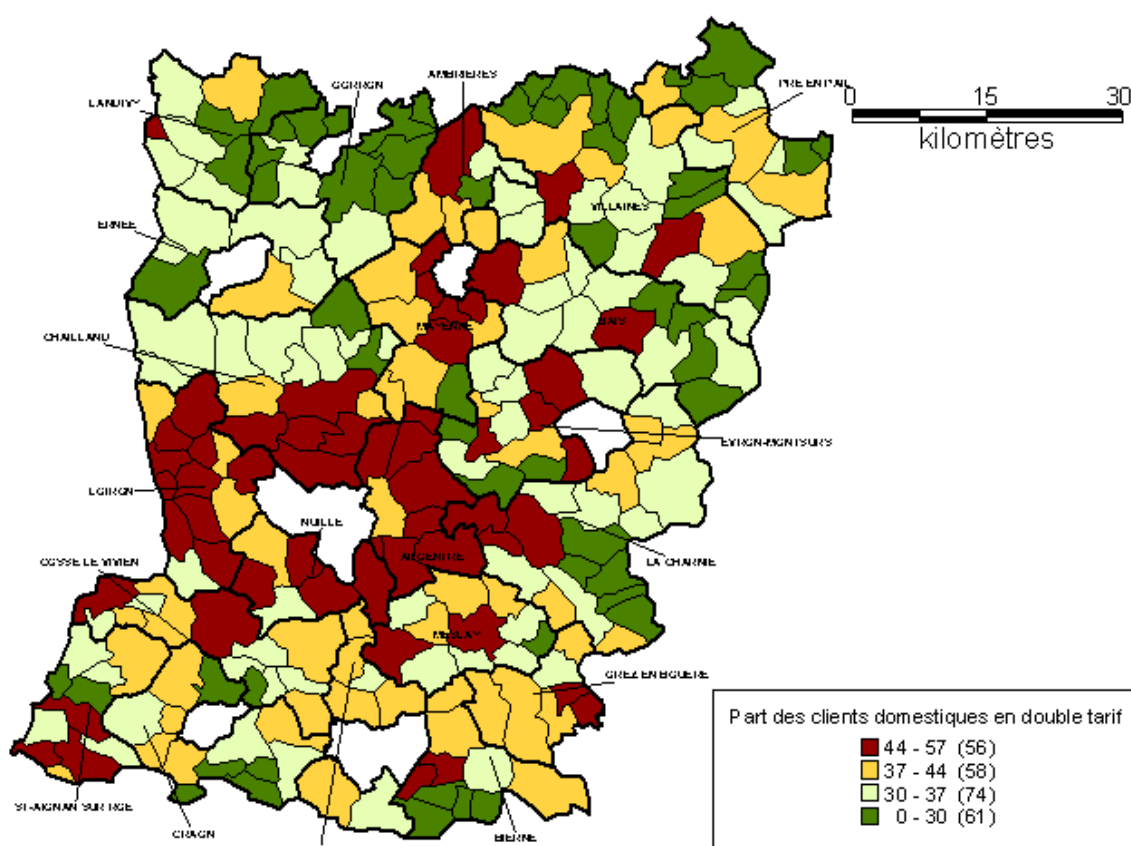
En tout état de cause, la combinaison des deux facteurs semble se manifester, on doit donc tolérer un certain biais statistique et il aurait probablement été préférable d'établir un seuil limite de consommation.

## Consommation moyenne par client professionnel ou service public



La consommation médiane de ces clients est de 5 200 kWh. La géographie recouvre partiellement celle des implantations, mais comme nous ne nous intéressons pas à ces clients du point de vue de la MDE nous ne présentons pas d'autre commentaire.

## Pourcentage de clients Domestiques Double Tarif par commune

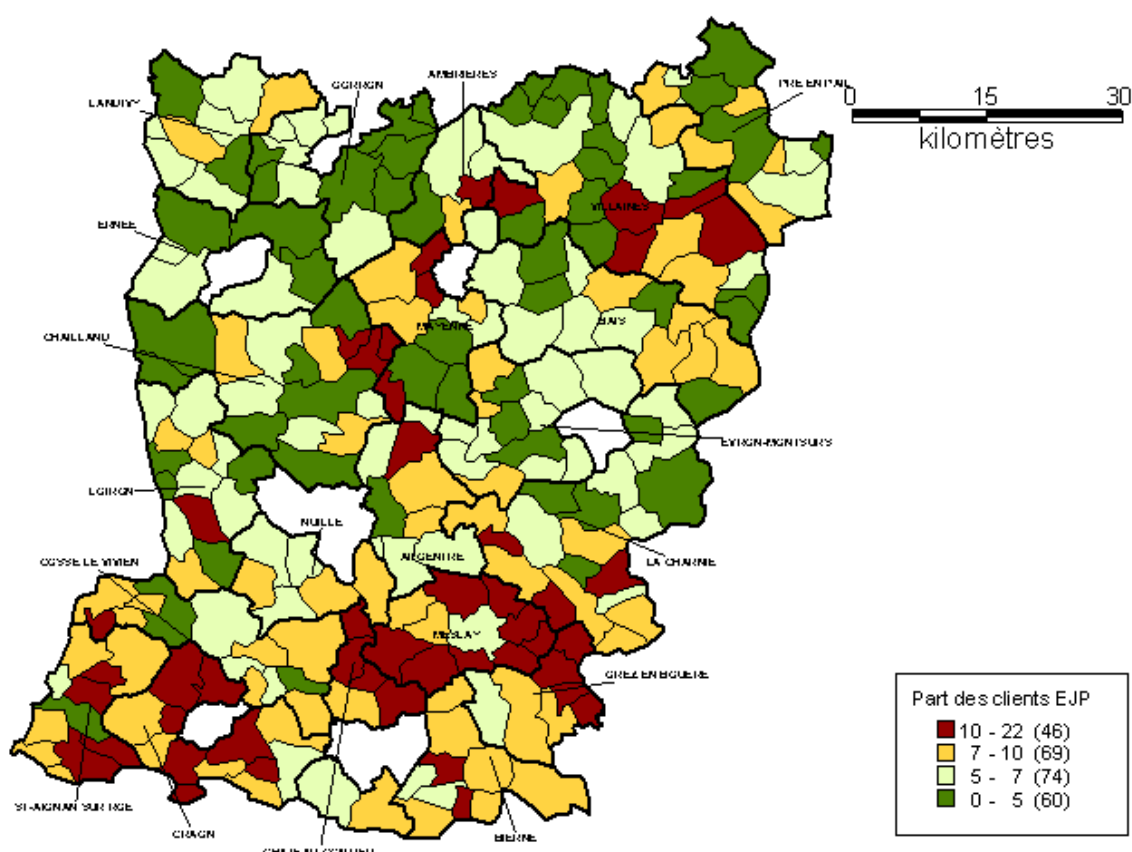


Les catégories tarifaires des clients domestiques permettent d'affiner la connaissance géographique des consommations domestiques. Cette carte représente la répartition des clients domestiques ayant un contrat en double tarif, c'est-à-dire avec heures de nuit. On remarquera que le pourcentage varie du simple au double sur les quatre tranches.

Les répartitions les plus élevées se trouvent à la périphérie des pôles de Laval et Mayenne, et dans une moindre mesure sur Château-Gontier. On a donc bien une polarisation des contrats domestiques en double tarif, et donc des usages thermiques dans les zones plutôt périurbaines ou sous influence urbaine.

La partie nord-ouest du département est remarquablement moins dotée en clients domestiques double tarif puisque presque toutes les communes se trouvent dans les deux premières tranches. C'est aussi le cas de manière moins saisissante dans l'est et le nord-est du département.

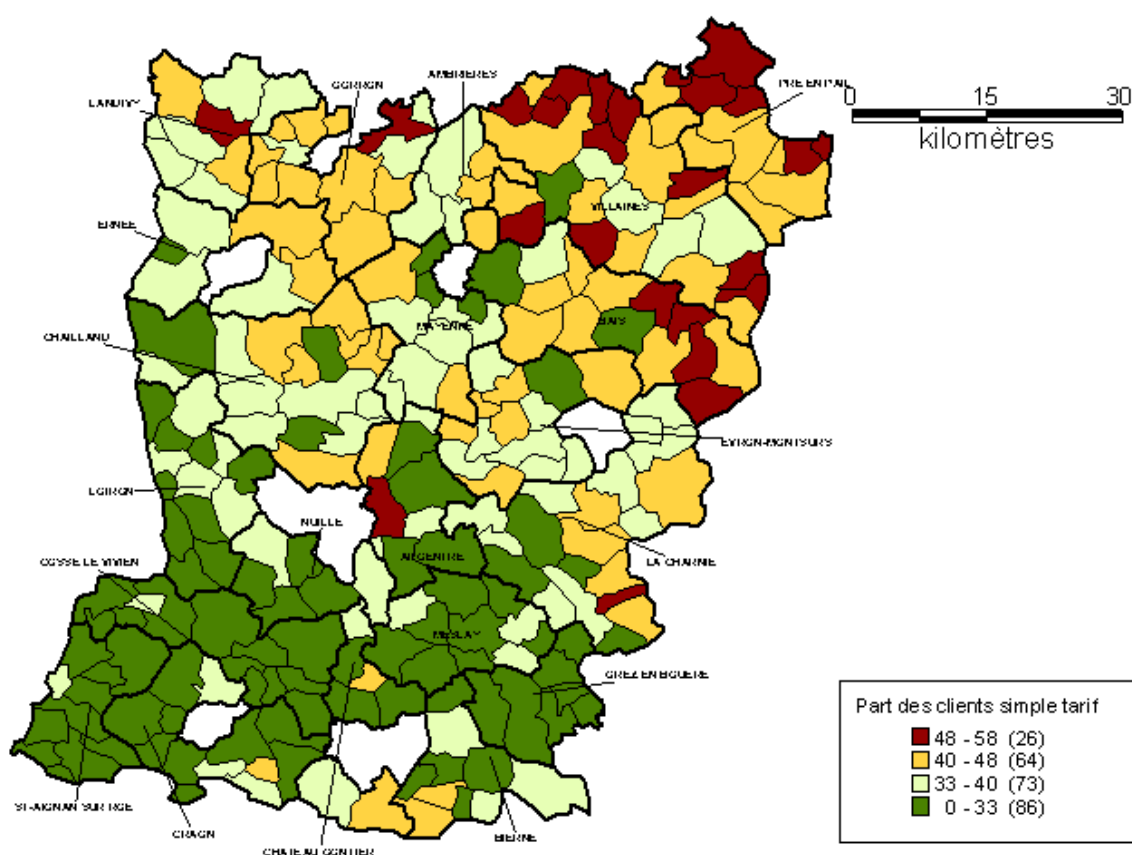
## Pourcentage de clients EJP par commune



Les contrats EJP sont caractéristiques des clients agricoles, et dans une moindre mesure, par un effet non anticipé par EDF, des résidences secondaires. On remarque les fortes proportions dans le sud du département et une densité moindre dans le nord. Les contrats EJP sont particulièrement intéressants et courants pour les grandes exploitations, nettement moins pour les petites. On note un amas de fortes proportions dans le nord-est du département : une zone de fortes proportions d'anciennes fermes converties en résidences secondaires dès les années 1980, période de forte implantation de résidences secondaires. Rappelons qu'il s'agit aussi d'une zone où les réseaux ont été particulièrement renforcés.

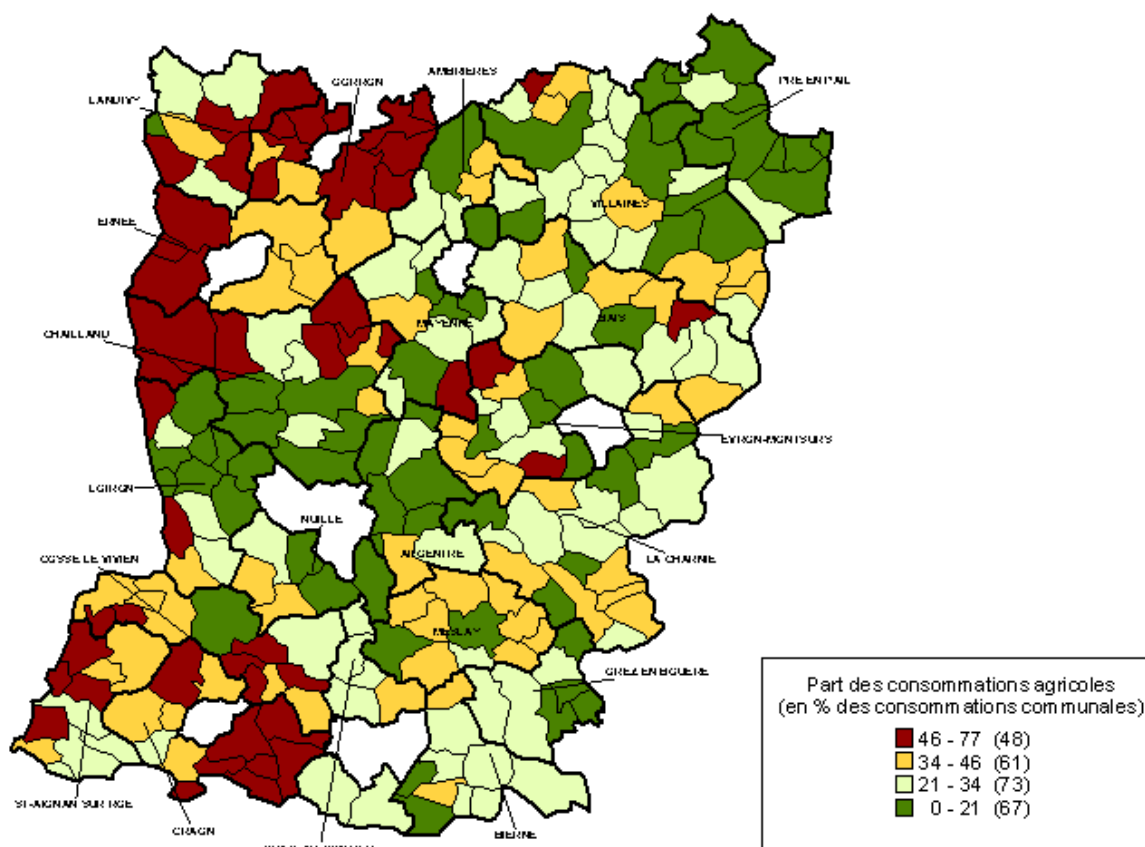


### Pourcentage de clients Simple Tarif par commune



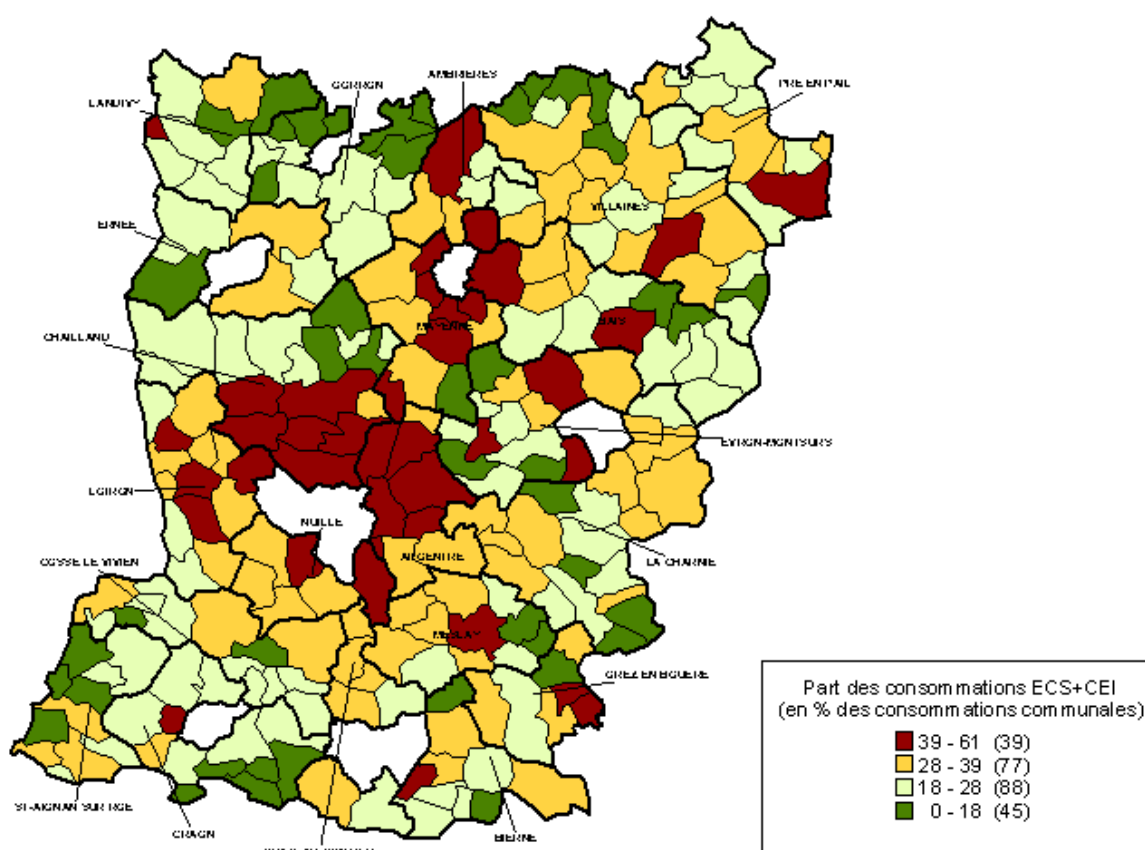
Les clients simple tarif ne disposent pas d'heures creuses, on a donc ici tous ces tarifs indépendamment des codes de branchement. La carte est remarquablement partagée selon un axe est-ouest passant par Laval. Le nord du département est caractérisé de fortes proportions de clients simple tarif tandis que dans le sud, les proportions sont nettement plus faibles : la majorité des communes sont dans la première tranche, de 0 à 33 %.

## Pourcentage de consommations agricoles par commune



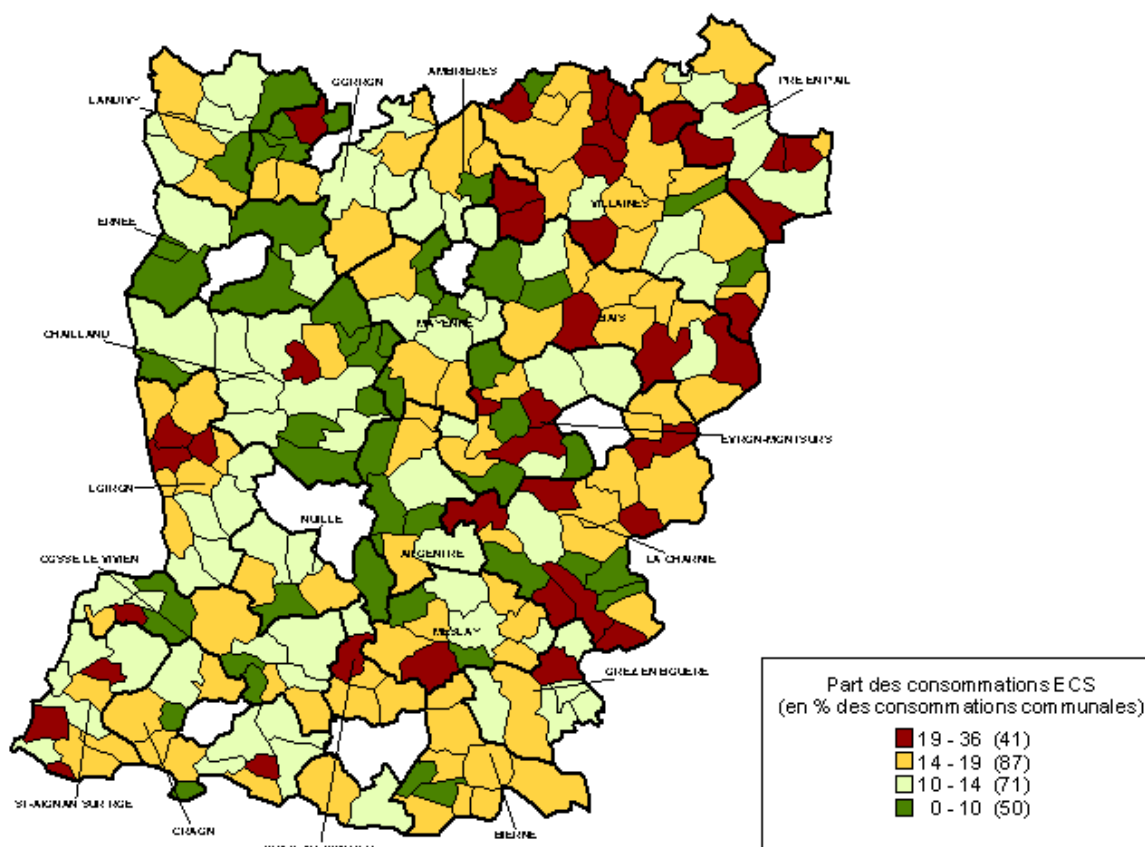
On remarque la faiblesse de consommations agricoles autour de Laval, dans le nord-est et l'importance des niveaux élevés dans le nord-ouest et le sud du département. Noter que les consommations agricoles peuvent représenter la moitié voir plus de la totalité des consommations communales (dernière tranche).

### Pourcentage de consommations ECS+CEI par commune

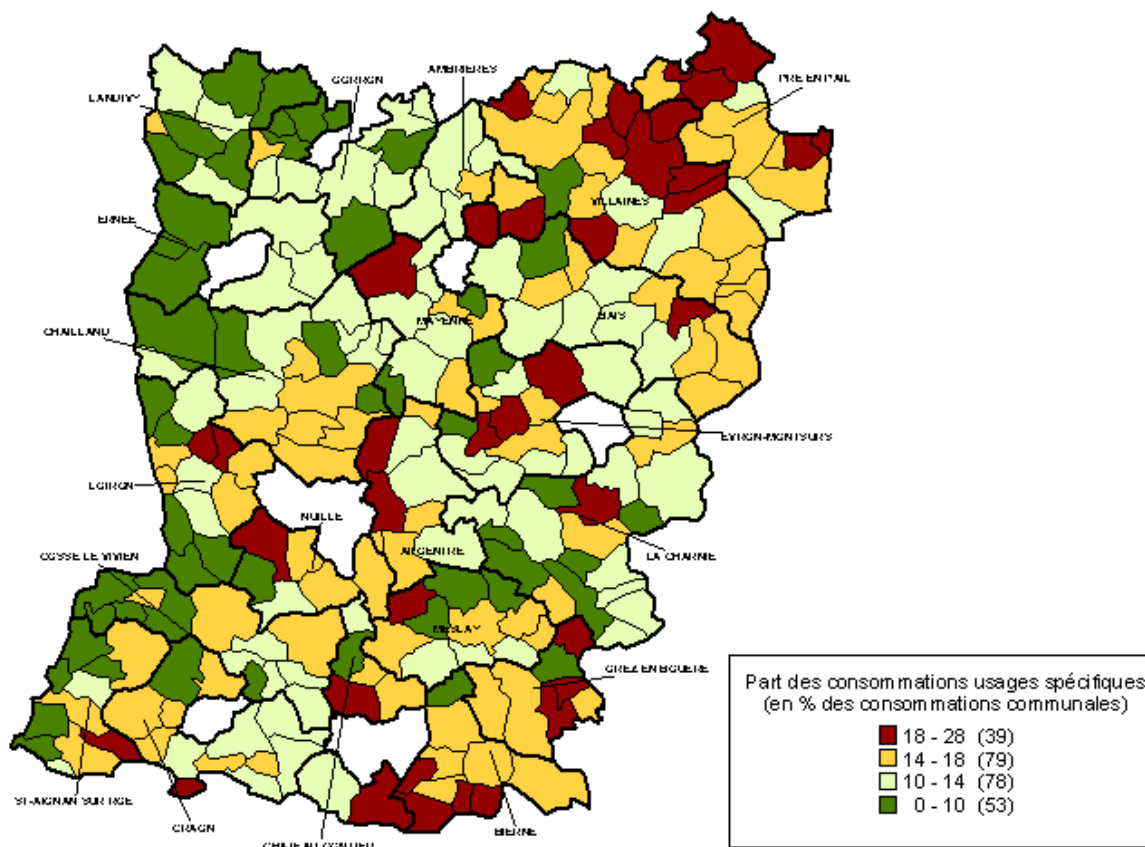


A l'inverse des consommations agricoles : très fortes proportions autour de Laval et Mayenne. Noter la différence d'une tranche entre le nord et le sud du pôle de Laval. En outre, les proportions élevées forment une couronne de trois communes de profondeur autour de Laval.

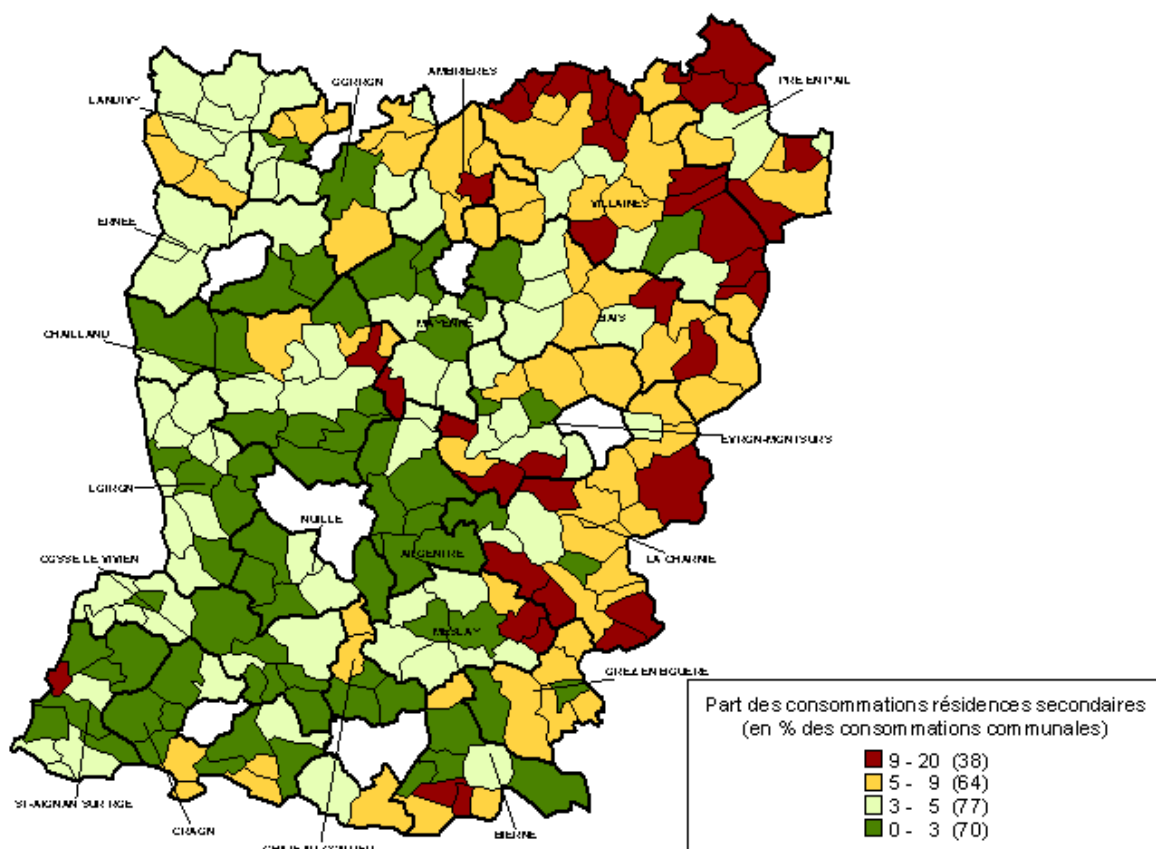
## Pourcentage de consommations ECS par commune



## Pourcentage de consommations usages spécifiques par commune

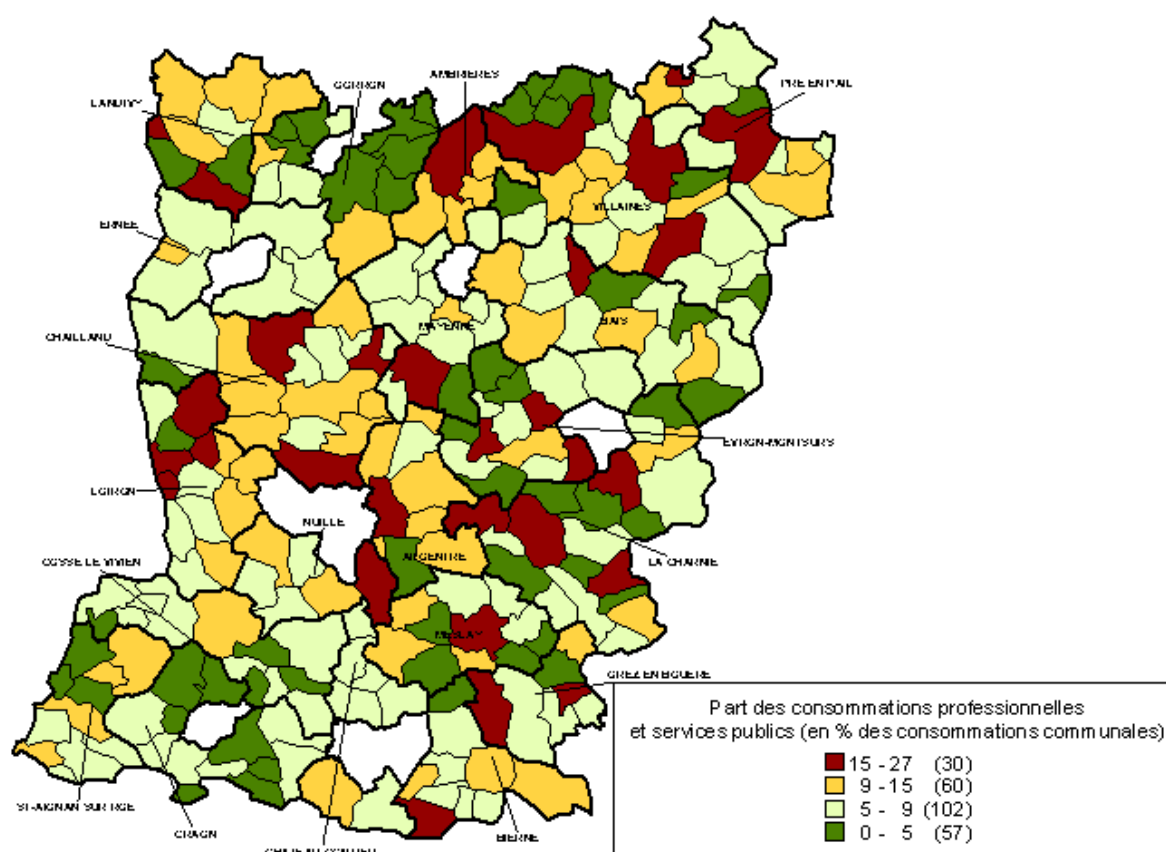


## Pourcentage de consommations résidences secondaires par commune



On retrouve l'implantation des clients résidences secondaire.

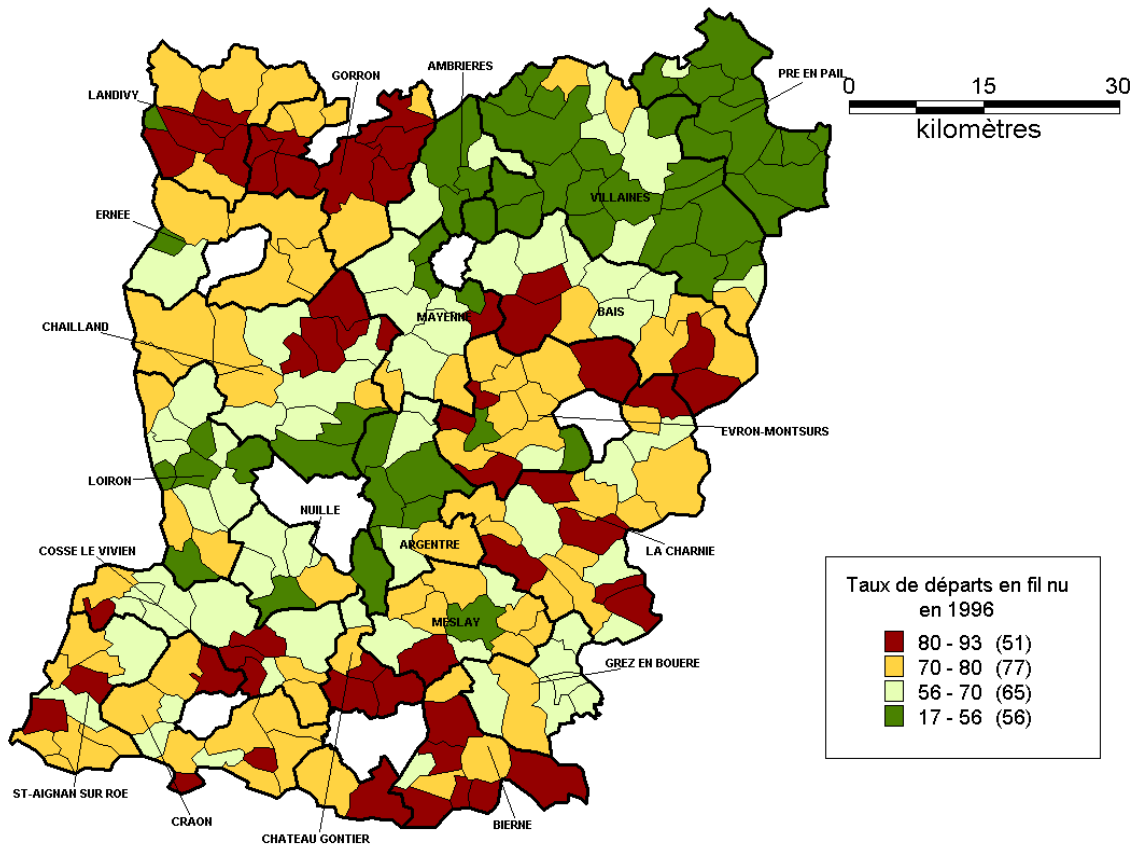
## Pourcentage des consommations professionnelles et services publics par commune



### 3) Le Thème réseau

Les cartes relatives au thème du réseau représentent la géographie de l'offre du point de vue des quantités d'ouvrages, et de la qualité de fourniture selon plusieurs indicateurs. La connaissance de cette géographie du réseau est indispensable pour une démarche de MDE ambitieuse, c'est-à-dire un projet macro.

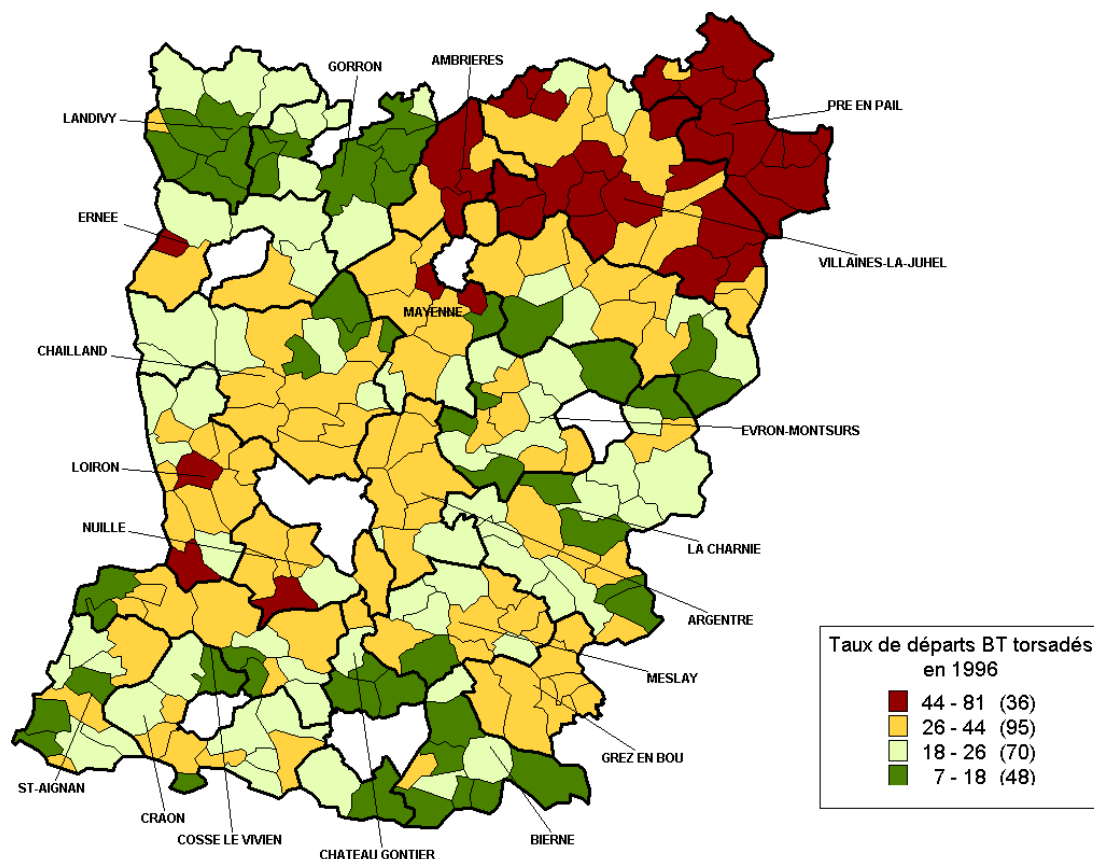
#### Pourcentage de départs BT en fil nu



Les réseaux de la Mayenne comportent encore de grandes quantités de lignes en fil nu, de faible section et donc plus sensibles aux chutes de tension. La légende de la carte montre des pourcentages élevés puisque près de la moitié des communes ont 70 % ou plus de départs en fil nu. Les périphéries de Laval et Mayenne comportent des communes qui ont relativement moins de fil nu. Les zones de forte proportion se situent dans la partie nord-ouest et dans le sud du département. Les communes ayant les plus fortes proportions de fil nu tendent à former des amas : c'est surtout le cas sur les syndicats de Landivy et Gorron au nord du département. La partie nord-est du département est composée de communes ayant de faibles proportions de départs en fil nu. Cela s'explique par un accident historique : des d'investissements importants de modernisation des réseaux ont été entrepris à la suite

d'interruptions dues au gel en 1977. Les réseaux ont été profondément restructurés dans cette partie du département.

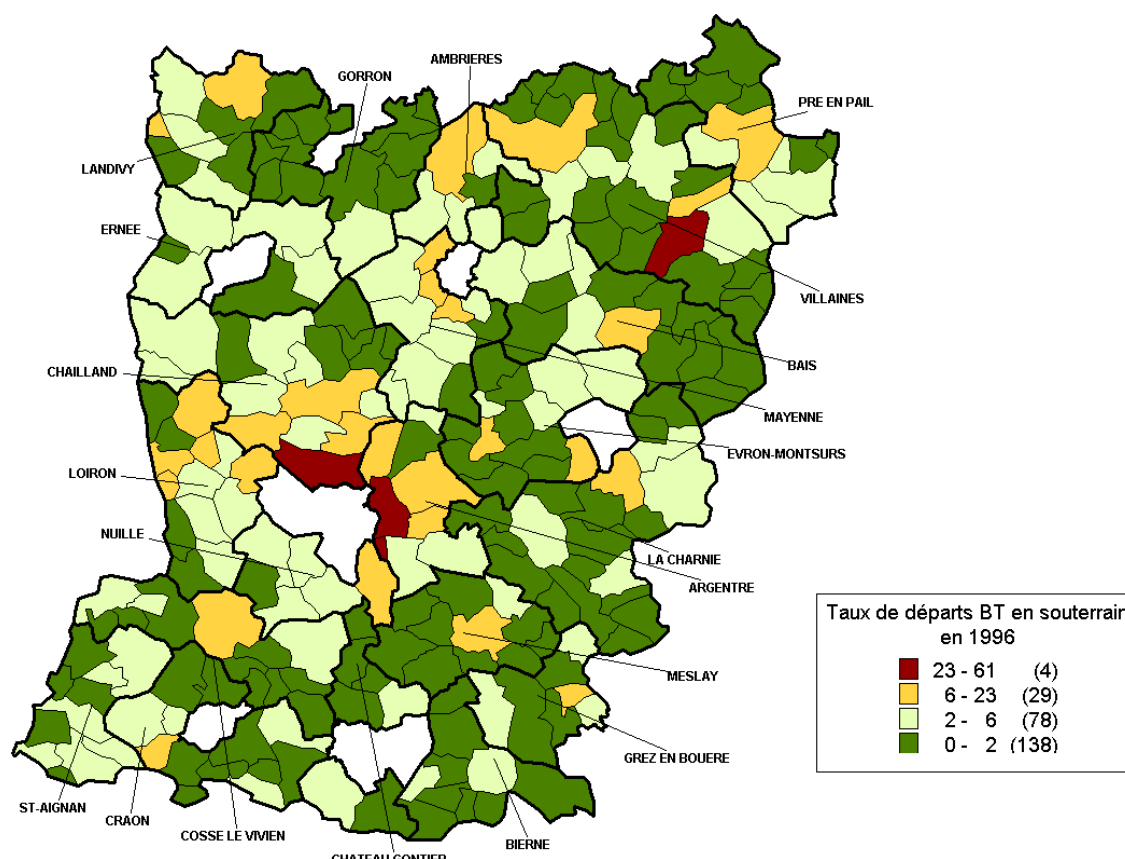
### Pourcentage de départs BT en torsadé



La technologie des conducteurs torsadés est plus robuste aux perturbations de tension ; elle s'est diffusé progressivement à partir des années 1960 pour remplacer les conducteurs en fils nus. Cette diffusion plus tardive, concomitante avec celle des postes sur poteaux explique les pourcentages nettement plus faibles de départs torsadés. La carte se superpose à la précédente en raison de la complémentarité à 1 des pourcentages de départs. On retrouve notamment la zone du nord-est de la Mayenne qui concentre la quasi-totalité des communes aux départs torsadés. Les communes périphériques des pôles urbains n'ont pas une proportion des plus élevées de départs torsadés : celle-ci est réservée à la zone restructurée suite à l'accident historique mentionné plus haut. Ceci illustre le poids des décisions passées dans l'évolution des caractéristiques de l'infrastructure d'offre.

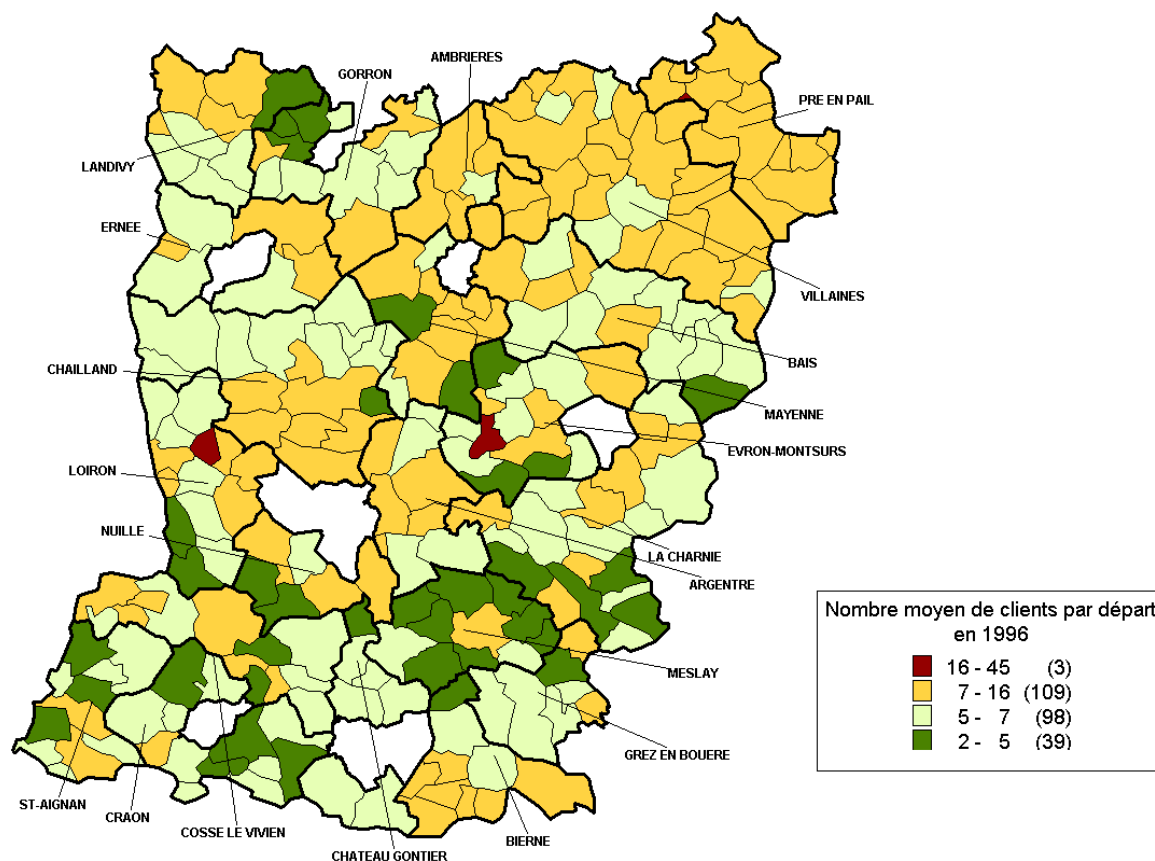


## Pourcentage de départs BT en torsadé



Les départs BT souterrains sont beaucoup moins fréquents en Mayenne, puisque nous avons vu qu'il s'agit d'un département largement en retard au plan national en raison de moyens limités relativement aux besoins objectifs. La majeure partie des communes ont une proportion de départs souterrains inférieure à 6 %. Seules quatre communes ont une proportion significative de départs souterrains dont trois jouxtant Laval, ce qui confirme leur caractère périurbain.

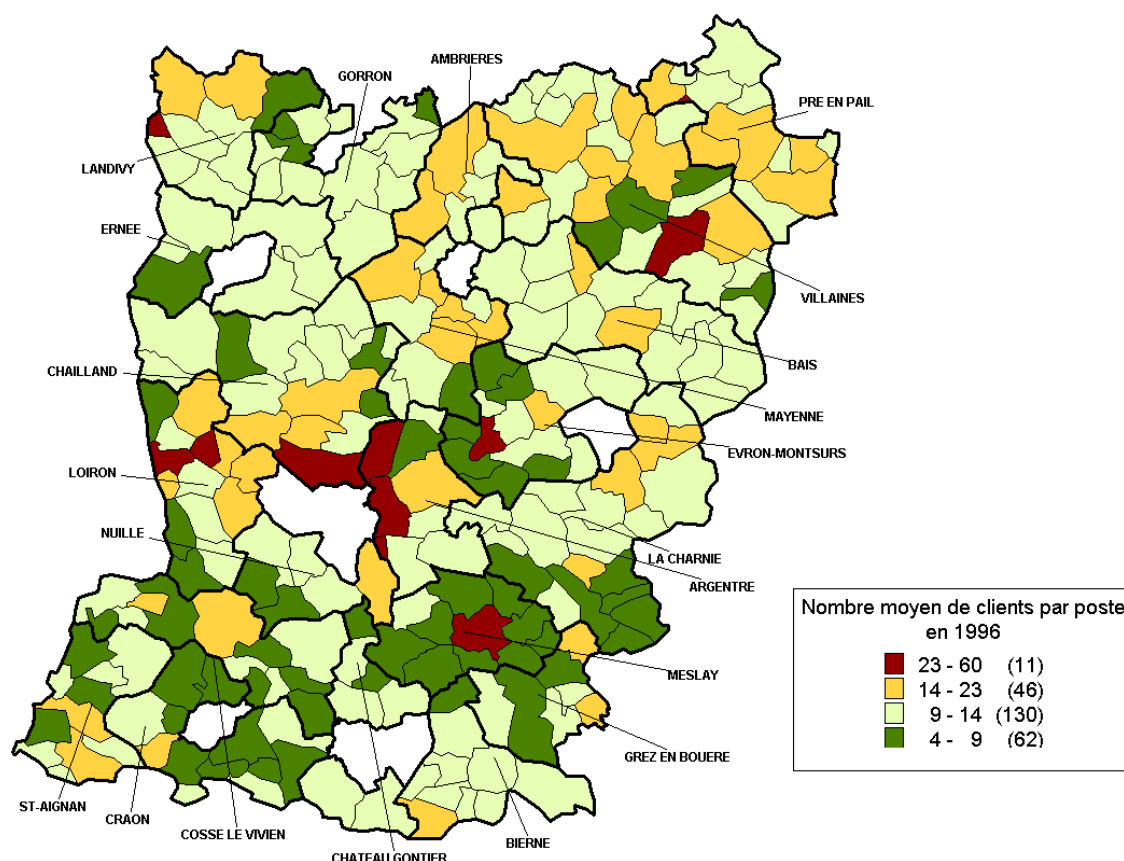
## Nombre de clients par départ BT



La densité de clients par départ est une variable clef pour caractériser la qualité de fourniture. En effet, une densité faible de clients signifie une compensation statistique des puissances appelées moindre d'où, à section et longueur donnée une probabilité plus élevée de chutes de tensions. Toutefois, la densité est aussi trompeuse puisqu'elle peut signifier soit une longueur très faible et donc une proximité du poste qui interdit toute chute de tension soit un très grand nombre de clients et donc un risque plus élevé. Sur le plan de la MDE, cette variable est aussi très importante car on estime que la MDE est plus facilement réalisable sur les départs avec un faible nombre de clients.

Le département de la Mayenne est doté de réseaux peu denses puisque 137 communes ont moins de sept clients par départ : celles-ci sont en principe toutes éligibles aux projets micro selon la circulaire de 1995. On remarquera que les départs de la zone nord-est sont relativement plus denses ce qui suggère que la restructuration des réseaux suite aux dommages du gel de 1977 a consisté à construire des départs torsadés plus courts. Les communes périphériques des pôles urbains n'ont pas une densité de clients par départ très élevée.

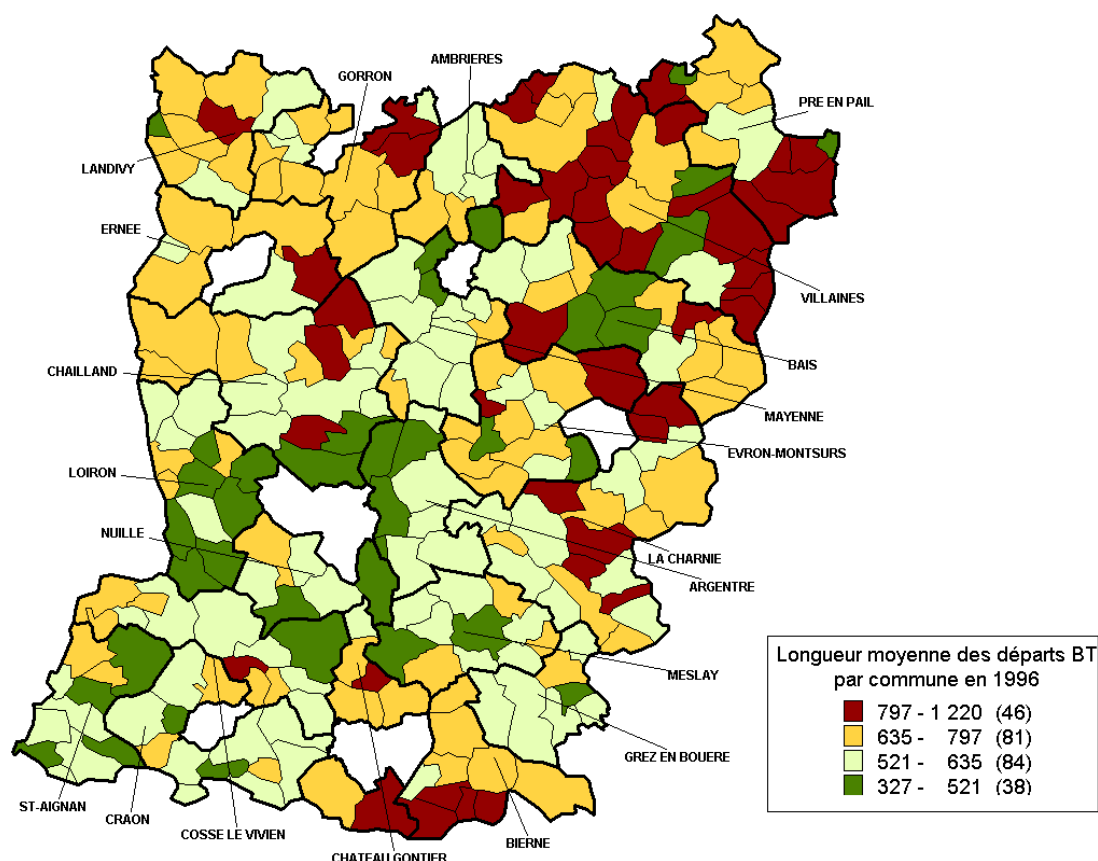
## Nombre de clients desservis par poste HTA/BT



Une autre facette de la densité des réseaux est de considérer le nombre de clients desservis par poste HTA/BT. Un faible nombre de clients par poste indique que les réseaux concernés sont très dispersés, ce qui, combiné avec la densité par départ permet de localiser les zones aux réseaux plus fragiles.

Les poches de très faible densités sont concentrées dans le sud du département. La majeure partie des communes ont entre 9 et 13 clients par postes (ou moins). Les densités les plus élevées se trouvent sur quelques communes et on retrouve les densités plus élevées dans la zone du nord-est du département.

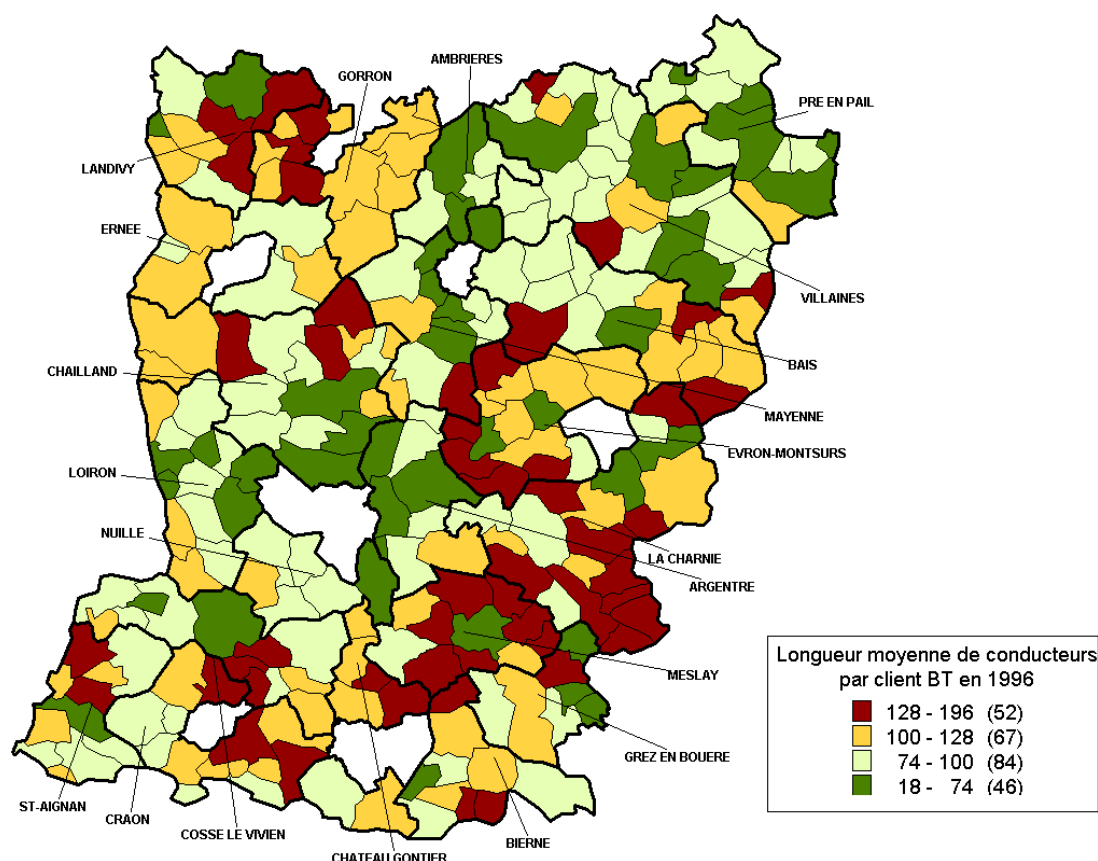
## Longueur moyenne de conducteurs par départ BT



La longueur moyenne des départs BT constitue un autre aspect important de l'examen de la densité des réseaux. En effet, à nombre de clients donné, les départs long sont plus sujets aux chutes de tension. Sur le plan de la MDE, il convient de croiser le nombre moyen de clients avec la longueur moyenne des départs BT. Les départs longs avec peu de clients sont au premier abord parmi les plus intéressants. L'étendue de la longueur moyenne de conducteurs par départ est importante, elle varie dans un rapport de 1 à 4 de 300 mètres à plus de 1 200.

Sur cette carte on remarque les densités plus élevées autour de Laval et des pôles urbains, excepté Château-Gontier. Les départs de la zone nord-est sont relativement plus longs que la moyenne. Dans le nord-ouest et le sud de la Mayenne les communes ont des départs très longs en moyenne.

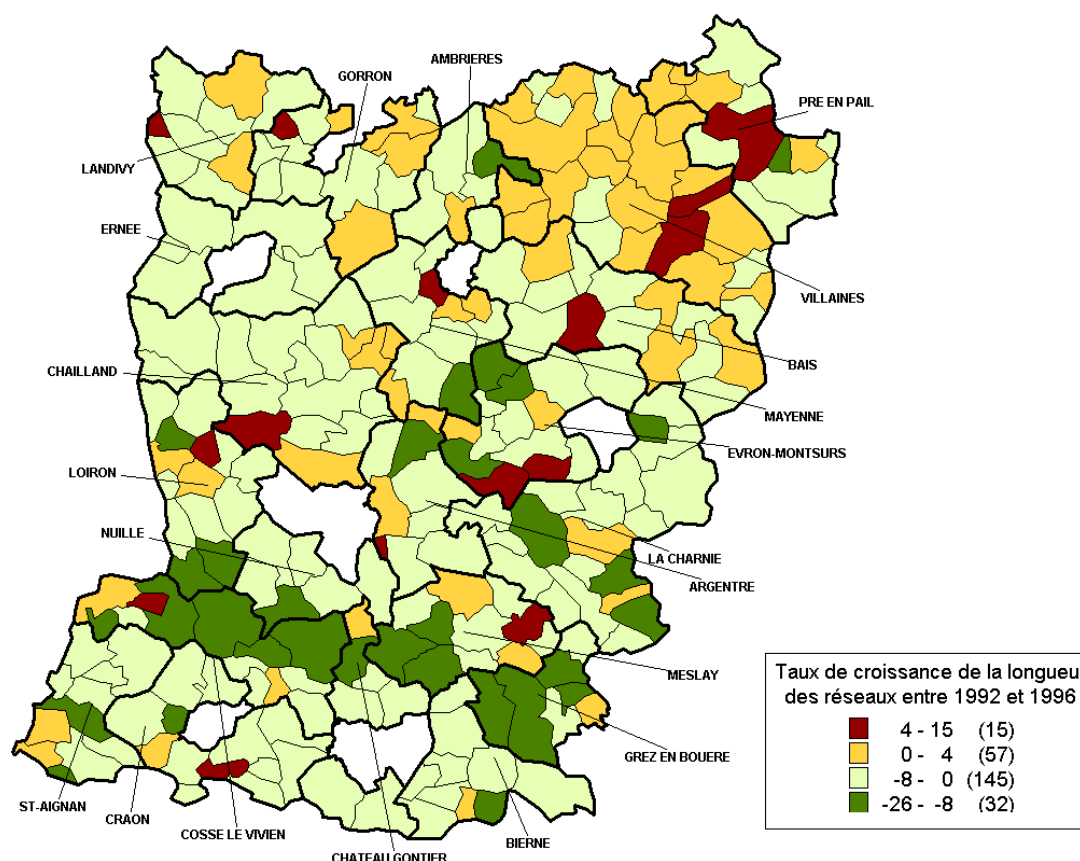
## Longueur moyenne de conducteurs par client BT



Un autre aspect de la densité des réseaux est la longueur de conducteurs par client BT. Cet indicateur ne tient pas compte du nombre de départs ; il indique la longueur de conducteurs moyenne pour desservir un client. Comme tout indicateur de densité il est complémentaire de la longueur moyenne par départ puisqu'une longueur faible s'explique par un nombre élevé de clients sur des réseaux longs.

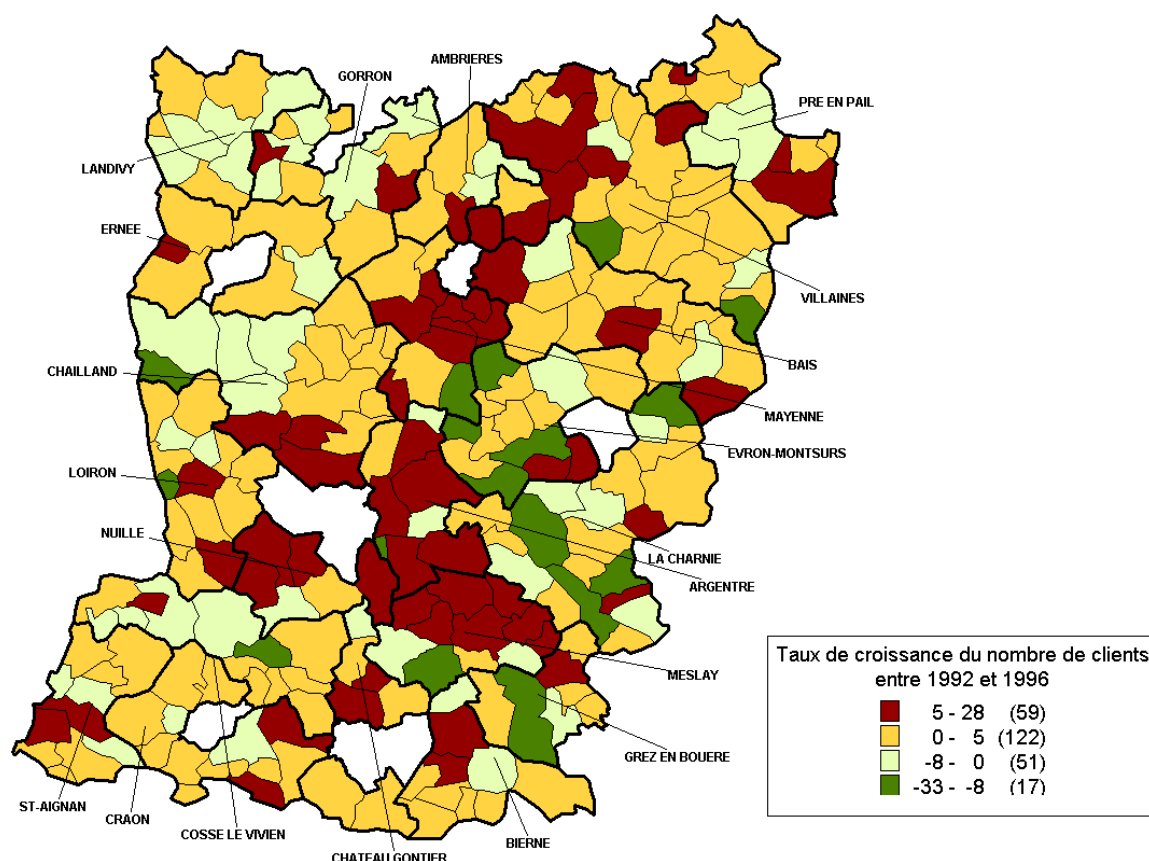
La comparaison de cette carte avec la précédente permet de constater qu'elles sont assez similaires hormis dans la zone nord-est du département. En effet, sur la carte précédente, la longueur moyenne des départs BT de cette zone est relativement élevée alors qu'ici la longueur moyenne par client est plutôt basse : la particularité du nord-est de la Mayenne est donc un de clients élevé sur des départs longs. Pour les autres communes, les deux cartes se superposent assez bien. On a donc une certaine homogénéité sur l'ensemble du département à l'exception du nord-est.

## Croissance des réseaux entre 1992 et 1996



La croissance des réseaux sur une période de quelques années indique l'intensité des constructions de nouveaux ouvrages. L'intensité des travaux est une dimension importante du point de vue de la MDE étant donné qu'en principe, les communes dont les réseaux évoluent rapidement sont a priori moins intéressantes. La plupart des communes de la Mayenne ont vu la longueur de leurs réseaux décroître sur la période considérée, ce qui peut paraître surprenant. Les travaux d'électrification rurale comprennent toujours des déposes de lignes, ce qui explique qu'avec la multiplication des postes, les longueurs de réseaux communales puissent décroître. Une autre indication de cet effet consisterait à mesurer les variations de l'évolution des différents types de conducteurs, du nombre de postes HTA/BT et du nombre total de départs BT. Comme les lignes et les postes sont partiellement substituables, les travaux tendent à augmenter le nombre de postes et de départs qui sont plus courts ; les lignes remplacées et déposées font que la longueur totale de réseaux peut décroître. Les communes dont les longueurs de réseaux croissent sont situées dans la zone nord-est du département.

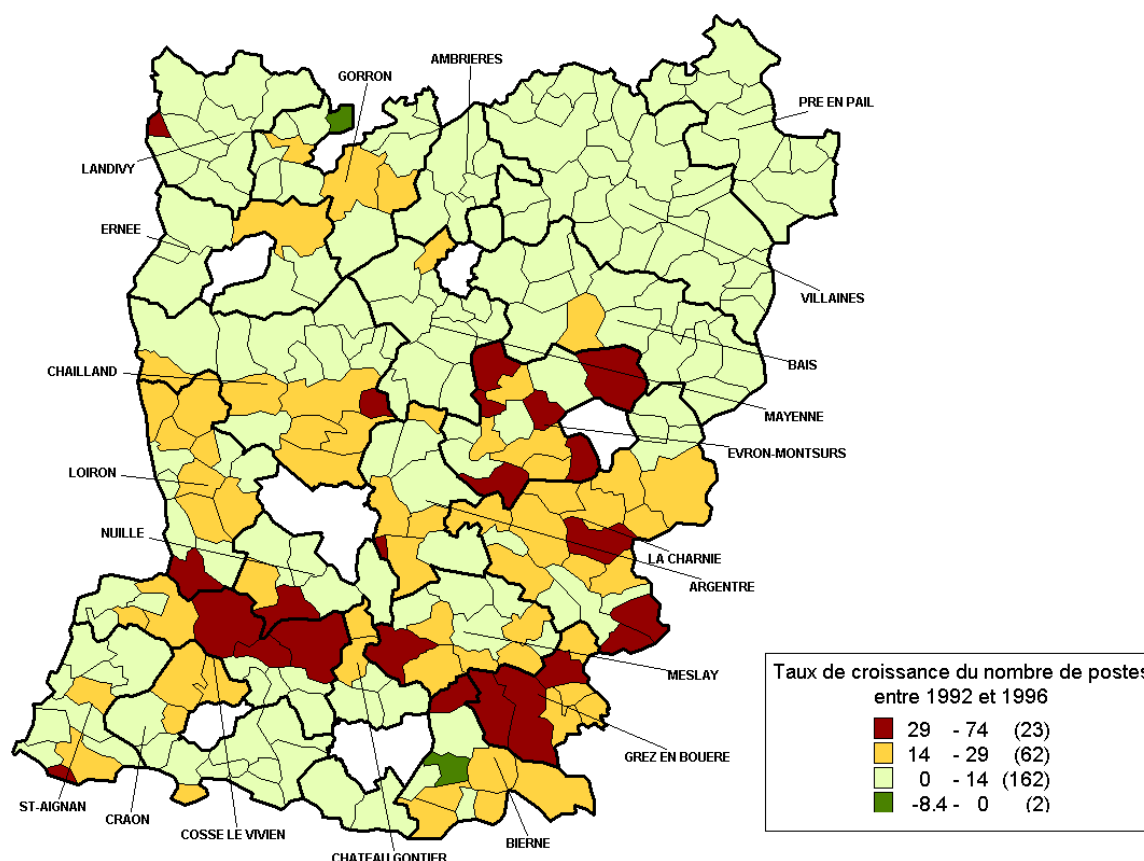
## Croissance du nombre de clients BT



Une variable plus pertinente sur le plan de la MDE est l'évolution du nombre total de clients BT par commune. Les communes pour lesquelles la croissance du nombre de clients est élevée sont moins attractives sur ce plan puisque cela implique d'importants travaux de réseaux dans lesquels la MDE semble peu adaptée a priori. Toutefois, les stratégies MDE préventives basées sur les besoins d'extension ne sont généralement pas considérées alors qu'elles seraient en principe plus simples à appliquer que dans l'existant.

La carte montre que la majeure partie des communes de la Mayenne ont vu le nombre de clients BT augmenter faiblement sur les quatre années considérées. Les plus fortes croissances du nombre de clients se situent dans les zones périurbaines des trois pôles urbains du département, mais principalement autour de Laval et Mayenne.

## Croissance du nombre de postes



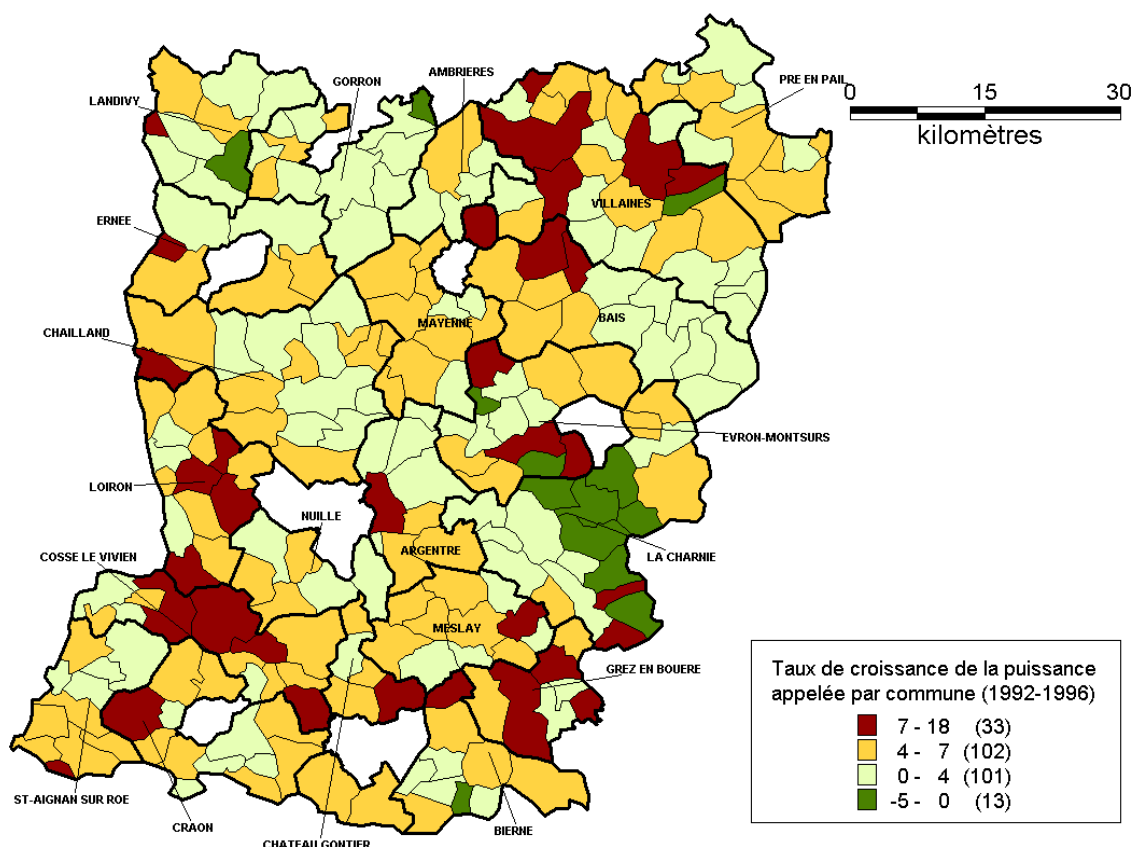
Cette variable est un peu moins intéressante sur le plan de la MDE, elle renseigne toutefois sur l'intensité des travaux d'électrification rurale. Les renforcements conduisent le plus souvent à un accroissement du nombre de postes. On a donc ici à la fois une mesure de l'intensité des travaux d'extension et de renforcement des réseaux existants. Les pourcentages d'accroissement apparaissent assez considérables mais cela provient essentiellement du fait que le nombre de postes HTA/BT par commune est relativement faible : le nombre de poste médian est de 21, le premier quartile est de 15, le troisième de 32. L'intervalle interquartile s'établit donc à 17 postes.

Les zones de plus forte croissance se concentrent dans la périphérie de Laval et jusqu'à Château-Gontier : ce sont ces zones qui ont vu leurs réseaux restructurés le plus fortement. Ces communes sont donc moins attractives sur le plan de la MDE.

Il est intéressant de comparer cette carte avec la précédente qui représente l'évolution du nombre de clients BT par commune. Les deux cartes ne se recoupent que partiellement, ceci évoque le fait que l'accroissement du nombre de clients n'entraîne pas nécessairement d'importants travaux d'extension et de renforcement.



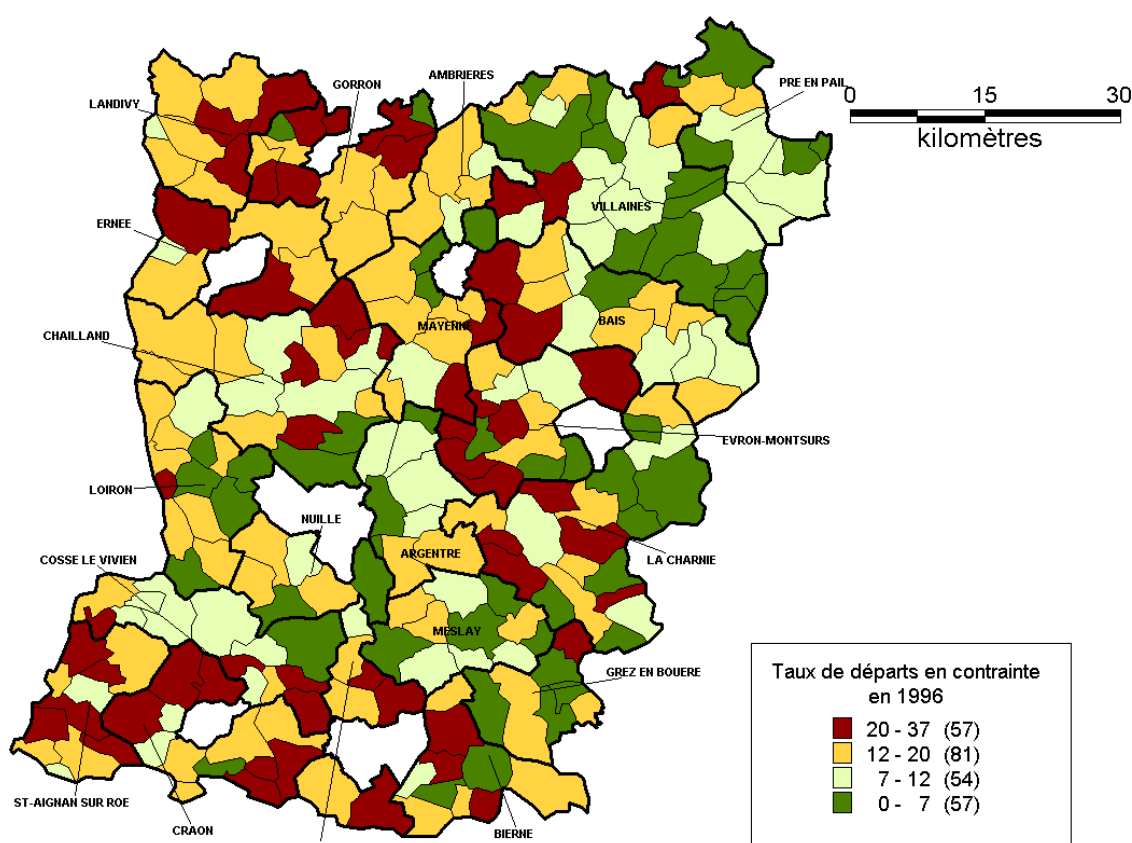
## Taux de croissance de la puissance appelée par commune



L'accroissement des puissances appelées aux postes HTA/BT permet d'apprécier l'évolution de demande de puissance. Plus cette croissance est importante, plus la part de la MDE se réduit puisque les actions de MDE ne peuvent a priori pas endiguer une demande en forte croissance qui nécessitera à terme d'importants travaux.

Sur l'ensemble du département, on notera que pour 101 communes la puissance appelée est stable (entre 0 et 4 % sur quatre ans, soit moins de 1 % par an au plus). Pour les 102 communes suivantes, l'accroissement est compris entre 4 et 7 %, soit un peu plus de 1 % par an. En d'autres termes, la croissance des puissances appelées est faible, ce qui fait que la MDE a toute sa place sur l'ensemble du département.

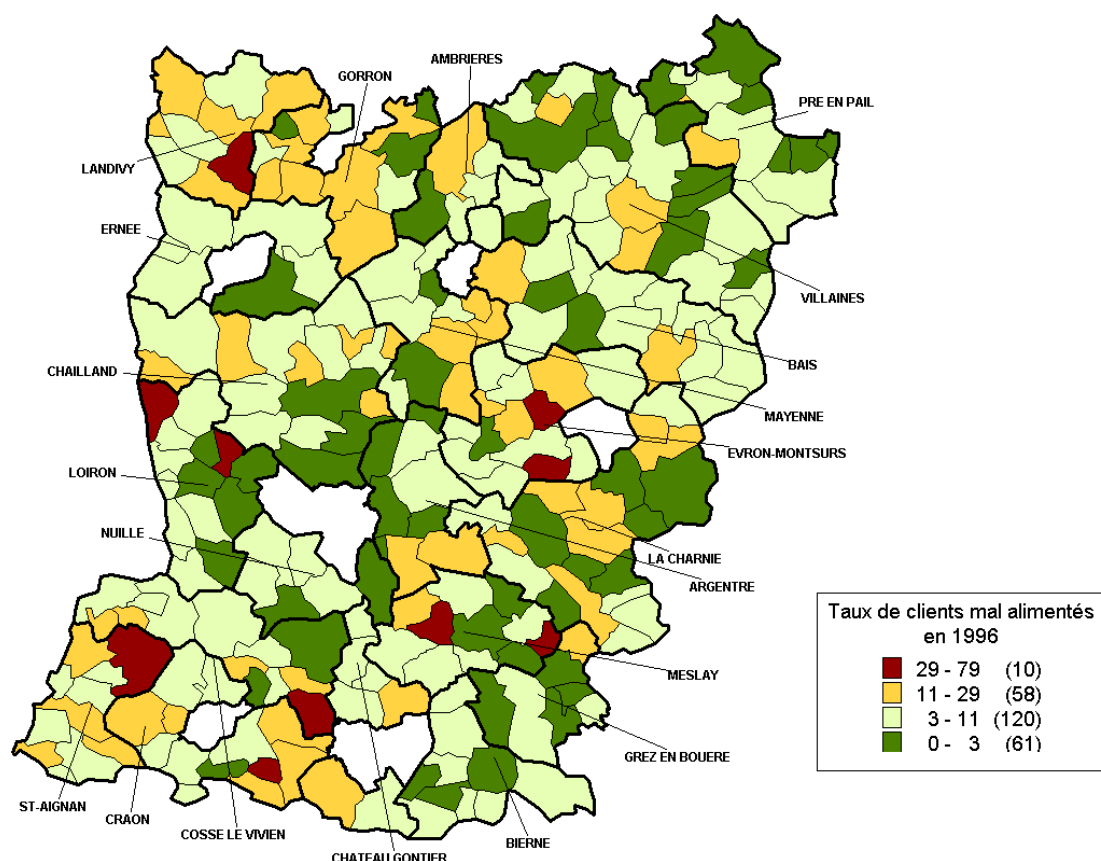
## Taux de départs en contrainte par commune



La qualité de fourniture se mesure en première instance par le nombre de départs en contrainte puisqu'il s'agit de l'unité d'œuvre du maître d'ouvrage pour la programmation de ses travaux et par conséquent ses demandes d'aides au FACÉ. A l'époque considérée, la Mayenne est un département défavorisé dans la hiérarchie nationale des départements en régime d'électrification rurale. Le taux médian de départs en contrainte est de 13 % (contre 8 % au plan national) ; pas moins de 111 communes ont un taux de départs en contrainte inférieur à ce seuil. Les taux communaux de départs en contrainte sont très élevés dans pas moins de 57 communes, où ils se placent dans une fourchette de 20 % à moins de 40 % des départs BT.

La géographie des contraintes est assez contrastée. Le sud et la partie nord-ouest du département concentrent des communes dont les taux sont parmi les plus élevés. Les communes de la partie nord-est ont des taux de départs en contrainte nettement moins élevés ce qui traduit la robustesse des réseaux restructurés.

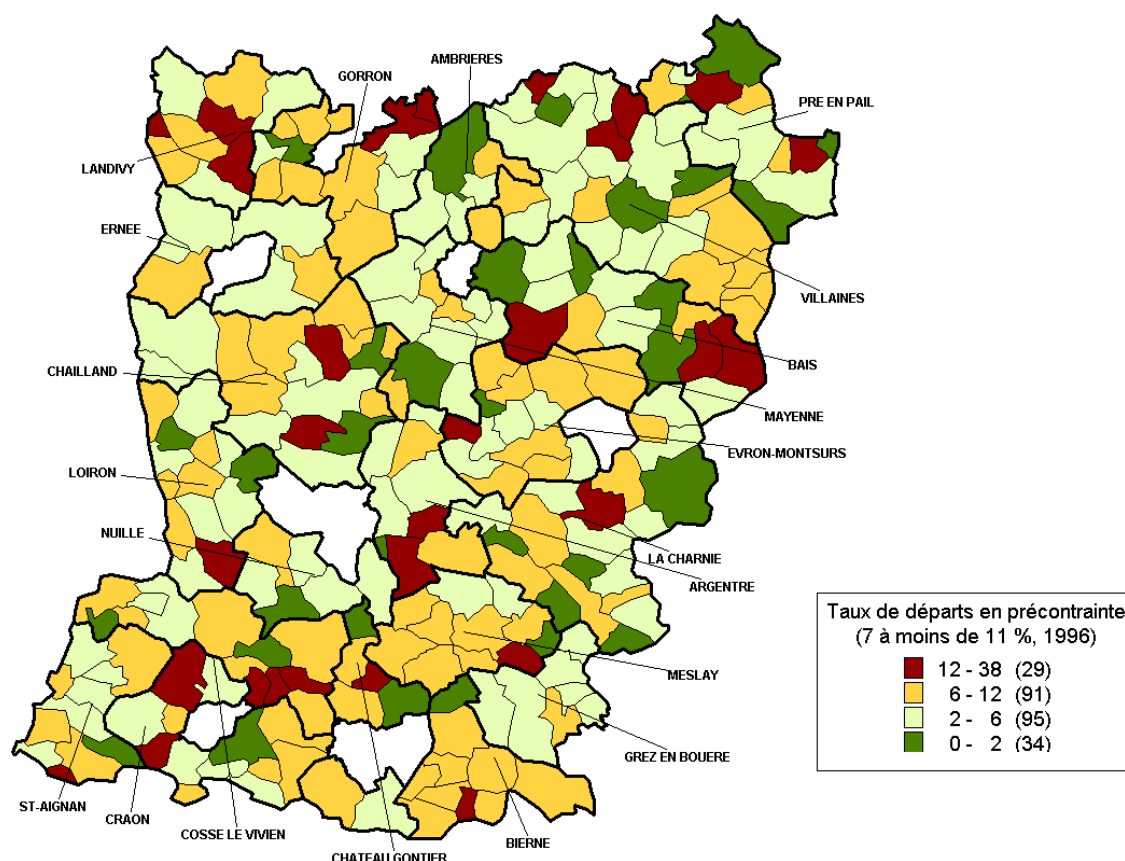
## Taux de clients mal alimentés



La répartition du taux de clients mal alimentés complète utilement celle des départements mal alimentés. L'examen des deux cartes renseigne sur l'abondance des contraintes tant en terme de départements que de clients mal alimentés.

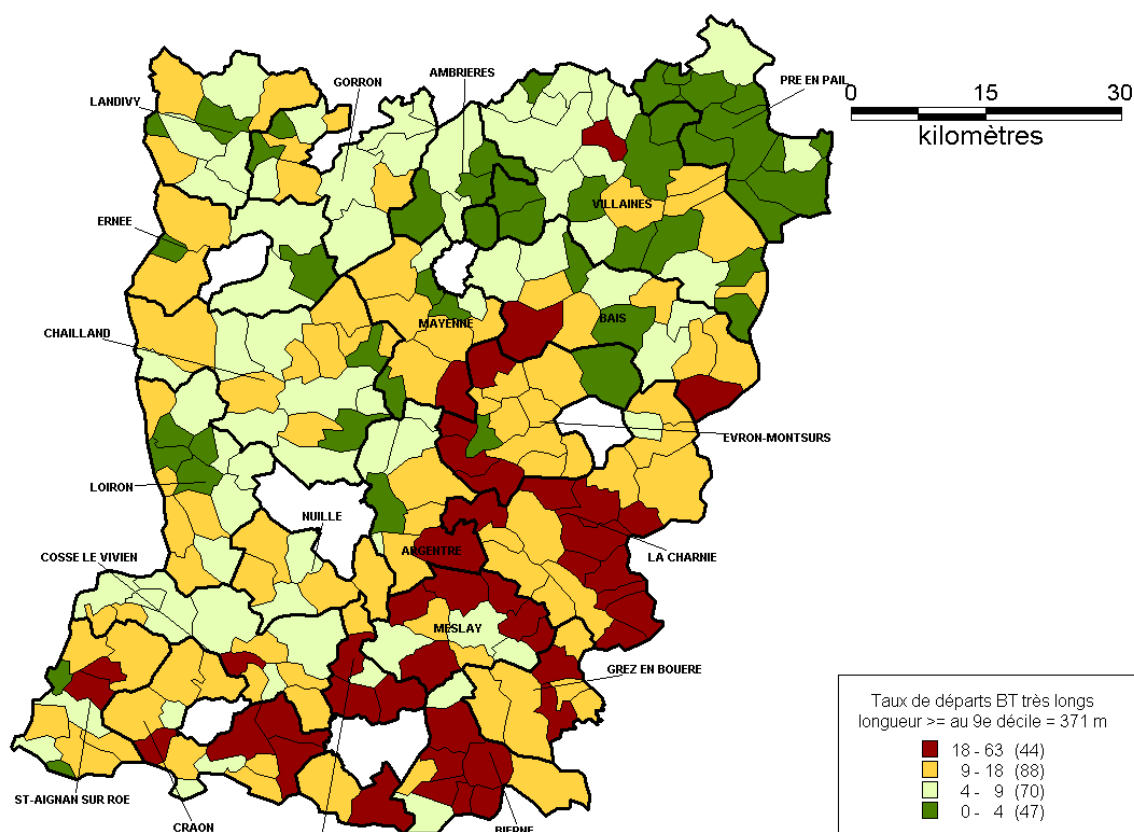
La première catégorie regroupe des communes qui ont un faible pourcentage de clients en contrainte : entre 0 et moins de 2 %. Ces communes ne sont pas obligatoirement sans potentiels puisque si le taux de départements en contraintes est supérieur au taux de clients en contrainte, cela signifie qu'elles comptent de nombreux départements mais avec peu de clients en contrainte : ces départements sont donc plus aisés à traiter en MDE. Une majorité de communes ont entre 2 % et moins de 6 % de clients en contrainte. Viennent ensuite des communes qui ont les taux de clients en contrainte les plus élevés, situées dans la partie nord-ouest et le sud du département ; la dernière tranche avec 29 % de clients en contrainte ou plus est très dispersée sur l'ensemble du département.

## Taux de départs en précontrainte par commune



Le taux de départ en précontrainte est une mesure de la fragilité anticipée des réseaux. Il s'agit de départs dont les chutes de tension sont comprises entre 7 % et moins de 11 %. Ces départs doivent être considérés comme risquant de tomber en contrainte à moyen terme, soit dans moins de cinq ans. La géographie des précontraintes est différente de celle des contraintes, elle est plus hétérogène. La plupart des communes ont un taux de précontraintes faible, inférieur ou égal à 6 % ; ces communes sont très dispersées. Par contre, pour les autres tranches, le sud du département est plus touché, ce qui en ferait une zone d'actions préventives intéressante. Les communes à fort taux de précontraintes sont elles aussi très dispersées. On ne note pas de recouvrement entre répartition des précontraintes et des contraintes.

## Taux de départs BT très longs



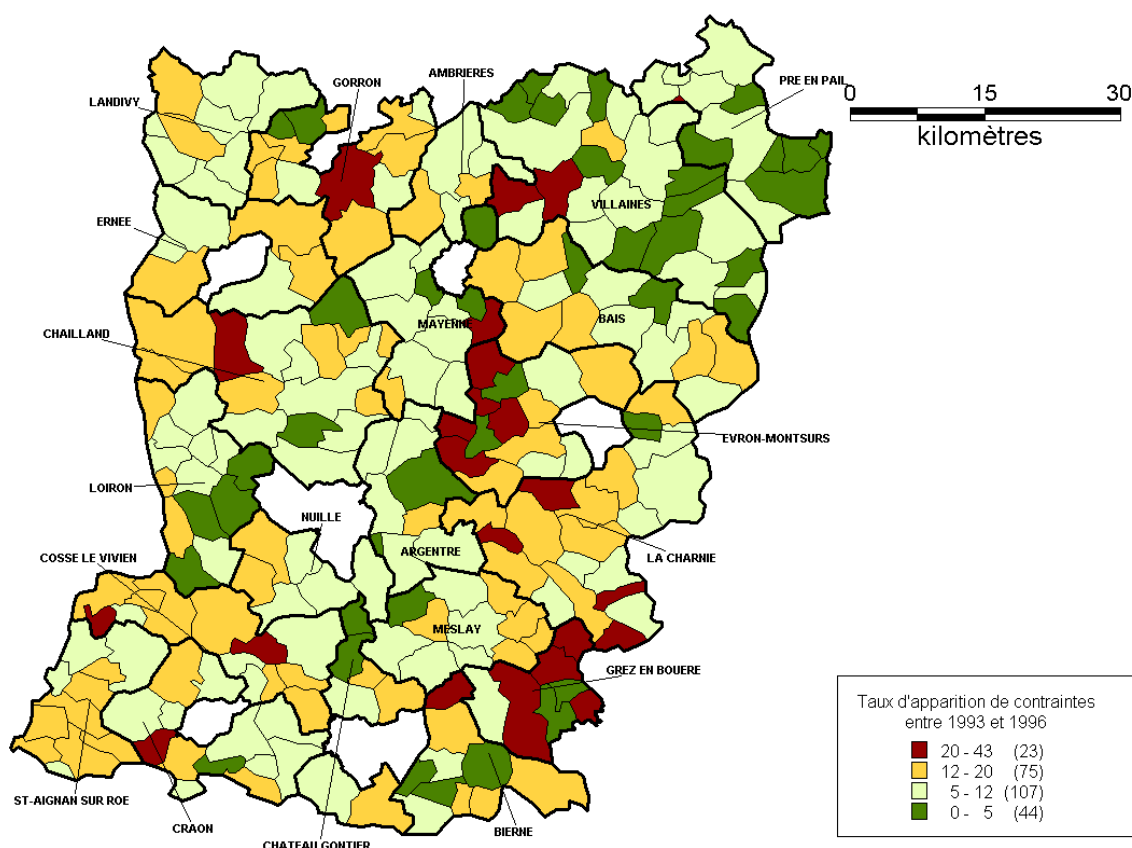
Dans l'optique de recherche des potentiels de MDE nous avons construit cet indicateur simple qui consiste à représenter la proportion de départs BT de grande longueur qui sont supposés être les plus intéressants en raison de leur coût de renforcement très élevé. Le seuil retenu est celui du 9<sup>ème</sup> décile, soit une longueur par départ supérieure ou égale à 371 mètres.

La carte représente donc la proportion de départs BT plus longs dans le total communal. La moitié des communes ont une proportion de départs très longs supérieure aux 10 % correspondant au 9<sup>ème</sup> décile. Pour 44 communes, cette proportion dépasse le double, soit 20 % ou plus. L'aspect remarquable est que ces communes sont situées dans l'est et le sud du département, autour de Château-Gontier, à l'est de Laval, dans la périphérie d'Evron. La zone nord-est du département ressort toujours avec une majorité de communes où cette proportion est nettement inférieure à 10 %, ce qui montre un fois de plus que les départs tendent à y être plus courts.

Si on se fie à cet indicateur on voit que les départs très longs sont localisés sur cette zone bien précise qui indique de manière frustrante les potentiels de MDE. Encore faut-il recouper cet indicateur avec la répartition des départs en contrainte. L'inspection de la carte des départs en contrainte montre que ces communes aux proportions élevées de départs très longs ne

concentrent pas de grandes proportions de contraintes excepté dans la périphérie de Château-Gontier. C'est aussi vrai pour les départs en précontrainte. En définitive, les départs très longs sont localisés dans une zone bien particulière mais les proportions de contraintes tendent à être plus faibles. En toute rigueur, il faudrait analyser plus précisément les données brutes des départs en contrainte et de leur localisation. Toutefois, le croisement de la géographie des contraintes et des départs très longs s'avère utile pour la recherche des potentiels.

## Taux d'apparition de nouvelles contraintes



Cette dernière variable permet d'apprécier la dynamique d'apparition de nouvelles contraintes. L'indicateur représenté sur la carte est le pourcentage de contraintes apparues entre 1993 et 1996 relativement à 1992, net des contraintes résorbées. Cette variable représente partiellement la réalité dans le sens où il s'agit d'un calcul et non pas de mesures sur site. Elle donne cependant une indication sur les points d'accumulation de contraintes.

On s'intéressera aux zones où on observe une accumulation de départs en contrainte. Les accumulations de contraintes sont élevées pour les deux dernières tranches de la distribution : elles peuvent dépasser 20 % sur la période considérée, ce qui est considérable et montre un certain retard des travaux sous réserve que les simulations soient suffisamment proches de la réalité.

La zone d'Evron et du sud-est de la Mayenne rassemblent des communes qui ont des accumulations de contraintes importantes. Il en va de même pour le petit syndicat de Gorron au nord-ouest et une bande de communes le long de la frontière ouest du département. Le croisement avec les informations précédentes permet de sélectionner des syndicats primaires potentiellement intéressants sur le plan de la MDE.